



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Caracterización inicial de
yacimientos petroleros con base
en la información del primer
pozo perforado (Descubridor).**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Catzín Ortega Alfredo Cuauhtémoc

Tobon Cortes Julio Jorge

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Manuel Juan Villamar

Vigueras



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016.



ALFREDO CUAUHTÉMOC CATZÍN ORTEGA.

Alfredo, Cuauhtémoc, Cuauh, Ketchup, Catzín, Temo, Torres, Fifo, Fofin, son algunas de las formas en las que se han referido a mi durante mi formación académica y agradezco a todos los que me han llamado por uno de esos nombres, no nombrare a todos, pero nombrare a algunos y no es porque los no nombrados sean menos importantes (oh, tal vez sí), pero todos han dejado algo en mí que me ha impulsado a ser la persona que hoy soy.

Agradezco a:

Mi maestro, el Ingeniero **Manuel Villamar** por su invaluable ayuda en la realización de esta tesis (sin el este trabajo no habría sido ni la mitad de lo que es).

A mi hijo, el pequeño **Adel Catzín**, porque todos dicen (sin saberlo de verdad) que él fue la principal razón por la que termine mi carrera y es verdad, su llegada cambio todo mi mundo. **ADEL**, cuando algún día que todos olvidemos que esta tesis existe y tu sin querer leas esto sabrás que es para ti. (Vos Sabes).

A mi ahora esposa (solo nos falta la firma) **Adriana Sánchez**, mejor conocida en el bajo mundo como **ARAÑA** porque aunque nadie lo sabe tú también fuiste una razón para que me apurara a titularme, hoy, tú y **ADEL** son mis principales razones para hacer cualquier cosa que nos beneficie. Cualquier tontería que se me ocurra, que no nos beneficie es completamente mi culpa.

Hasta hoy no está en nuestros planes tener otro hijo o hija, pero si algún día llega, será dedicada a ellos o ellas o él o ella.

A mi madre **María de los Ángeles Ortega Chavarría**, a quien le gusta que su nombre lo escriban completo, porque ella me enseñó que 6 es pase y lo demás... es vanidad, debo decir que me la aplico y a **Ponchito** también, ya que a la mala tuvimos que aprender que 10 es pase y lo demás... es reprobar. **MADRE**, tu eres quien siempre me exige hacer las cosas que son por mi bien y por esa razón te agradeceré siempre. **GRACIAS MADRE.**

A mi padre, **Alfredo Catzín** que me enseñó a ganar y perder. **PADRE**, siempre he creído que tu nunca te cansas y alguna vez me dijiste, estudia y saca buenas calificaciones (no logre sacarlas) porque eso le gusta a tu mamá. **GRACIAS** por ese consejo **PAPA.**

A mi hermana **ANNGIIE (Yix) Catzín**, quien siempre cuida al pequeño (desastroso) **ADEL**, ella nos quiere a todos, nos cuida y nos consiente, ella que conoce tantas cosas de mí y que en algunas ocasiones me dio consejos (que seguramente ignore), como que le echará ganas a la escuela, que me dejara de hacer menso. También le dio consejos a mi mamá, como aquel que decía: "Dile a tu mamá que se calme" (léase con voz amenazante). Apurate con tu tesis, porque parece que ya te gane.

A mi hermano chitito, mejor conocido como **PONCHITO**, que es más pinche galán que **PIMPIOLO**, porque algunas veces me ha dicho que no haga mamadas y me ha visto hacer una que otra pendejada. Espero algún día estar en los agradecimientos de su tesis aunque mi nombre sea seguido por una mentada de madre.

A mi Abuelo (**Juanero**) que nunca lo va a leer, porque él me enseñó tantas cosas que no podría decirlas todas, pero gracias a él, entendí porque algún guey pedía un punto de apoyo para mover el mundo y que tenía que estar **VIVO!!**, **PORQUE MUERTO PAQUE TE QUIERO!!**.

A mi Abuel **Alfredo Catzín**, que siempre he creído que le gusta vernos avanzar en nuestros estudios.

A mi Abuela **María (Mariquita, Morei) Chavarría**, que termino la primaria y por esa razón yo termine la universidad.

A mi **Tita (Nemoria Noguero)**, que siempre estaba en los lugares importantes para todos sus seres queridos y si ella pudiera estaría en mi examen, siempre ayudando.

A **Socorro (Soco) Garfias**, quien siempre quiso que nos compráramos un avión.

Me gustaría dedicarle un párrafo a cada uno de los miembros de mi familia, pero ustedes (si es que lo están leyendo y forman parte de la familia) saben que somos un montón y me puse como límite una hoja por ambos lados.

A **WILL, CHAR, YEY, MENE, KOKADA, SUANY, Klap, TIO RAUL, TIA ROSY, TIA CUAY, TIA CHIO, TIA ANITA, LA MAMY, TIA PILLA, RULO, DANI, KROSTY, CESARIN, KAREMBO, ROBERTA, CHUS, TIA KON, MIMIS**, porque con ustedes he pasado la mayor parte de mi tiempo libre y siempre encontramos la forma de divertirnos con alguna tontería, me han brindado su apoyo y algunos consejos, ustedes también me inspiraron cuando se pusieron todos a estudiar, en ese tiempo me di cuenta que la imitación es la mejor forma de aprender y de lograr grandes cosas, ninguno debemos de dejar de estudiar para enseñarles a todos los más pequeños que aunque trabajemos y tengamos infinidad de cosas que hacer, estudiar será un privilegio que nos brindara muy grandes satisfactorias en nuestra vida. Espero que todos podamos enseñarles a **ATZI, ASH, CACHI, PIMPIOLO, KALI, YOMI, YANKARLO, AZUL, FERNANDA, BUHO, KEVIN, DYLAN, ALEJRANDO, ADEL, ISMAELITO** y todos los que vengan, que un 10 se disfruta tanto como los mejores momentos con la gente que más queremos

TIA LUZ, TIO TRINI, MITZI, MARI, MELI, JIMENA, SOFI, MATUCH, TIA CARMEN, TIA ELIA, CAYA, ARMANDO, que alguna vez me han dado algún buen consejo y que aunque no convivimos tanto han dejado huella en mis pensamientos.

Finalmente, los **CHIMPANDOLFOS, LA BANDA DE LA OFICINA, y LOS PRINCIPUKIS** que han hecho que me divierta mientras aprendo jajajajaja

Y los que tal vez nunca se enteren, Mi mejor maestra y la favorita **ROCIO VITE**, ella hizo que me gustara el cálculo, **ROBERTO OLIVERA**, que hizo que las matemáticas me gustaran y **YAHVE ABDUL**, quien hizo que me gustara la Cinemática y Dinámica.



Dedicatoria

Julio Jorge Tobon Cortes.

Esta tesis es dedicada a los esfuerzos de mi familia, los cuales fueron y son los cimientos de mi desarrollo, quienes destinaron tiempo para enseñarme el camino correcto, brindándome aportes invaluableles que me servirán para toda la vida.

A mi madre Blanca Patricia Cortes Rugerio, ya que gracias a ella he logrado concluir mi carrera, la persona que me demostró que si se sueña se puede hacer todo con esfuerzo y trabajo se logran alcanzar las metas, a mi padre Jorge Tobon Sánchez, quien siempre me enseñó: la fuerza de voluntad lo puede todo, la familia siempre tiene y va a estar unida en cualquier momento, a mi hermana Blanca Itzel Tobon Cortes, ejemplo de perseverancia, el carácter fuerte puede hacer que tu alma débil desarrolle un corazón de acero, mi amigo siempre seál Negro.

A la universidad, alma mater formadora de ingenieros, donde conocí personas que me acompañaron en este sendero: Miguel, Xochitl, Buu, Denni, Mandujano.

El camino no fue fácil pero gracias a todas las personas que estuvieron a mi lado durante este camino de altas y bajas.

Doy gracias a mi familia Cortes y Tobon, pues ellos forman parte importante en este logro y es gracias a ellos que pude hacer mías estas palabras:

*"No te rindas que la vida es eso,
continuar el viaje,
perseguir tus sueños,
destrabar el tiempo,
correr los escombros y destapar el cielo.*

*No te rindas, por favor no cedas,
aunque el frío queme,
aunque el miedo muerda,
aunque el sol se esconda y se calle el viento,
aún hay fuego en tu alma,
aún hay vida en tus sueños,
porque la vida es tuya y tuyo también el deseo."*

Mario Benedetti

WORK HARD DREAM BIG.

INDICE

INDICE	VI
RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	3
OBJETIVO	5
1. GENERALIDADES	7
1.1. POZO	7
1.1.1. CLASIFICACION DE POZOS DE ACUERDO AL LUGAR DONDE SE PERFORAN	7
1.1.2. CLASIFICACION DE POZOS BASADA EN LA TRAYECTORIA	8
1.1.3. CLASIFICACION DE POZOS DE ACUERDO A LA ETAPA DE DESARROLLO DEL CAMPO	10
1.2. YACIMIENTO PETROLERO	11
1.2.1. SISTEMA PETROLERO	11
1.2.2. TIPOS DE YACIMIENTOS	13
1.3. PROPIEDADES CARACTERÍSTICAS DE UN YACIMIENTO	15
1.3.1. PROPIEDADES DE LA ROCA (SISTEMA ROCA).	15
1.3.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS (SISTEMA FLUIDOS).	16
1.3.3. PROPIEDADES DE LA COMBINACIÓN ENTRE ROCA Y FLUIDOS (SISTEMA ROCA-FLUIDOS)	18
2. INFORMACIÓN PARA LA PROGRAMACION DEL POZO A PERFORAR	23
2.1. CONTENIDO DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN	24
2.1.1. COLUMNA GEOLÓGICA	24
2.1.2. GRADIENTES DE PRESIÓN	25
2.1.3. ZONAS DE PRESIÓN ANORMAL	26
2.1.4. PREVENTORES	27
2.1.5. TRAYECTORIA DEL POZO	27
2.1.6. PROGRAMA DE TUBERIAS	27
2.1.7. PROGRAMA DE FLUIDOS	29
2.1.8. PROGRAMA DE REGISTROS	30
2.1.9. PROGRAMA DE BARRENAS	31
2.1.10. PROGRAMA DE NÚCLEO	34
2.1.11. PROGRAMA DE PRUEBAS	34
2.1.12. TERMINACIÓN	34

2.1.13. ESTADO MECÁNICO DEL POZO	35
2.1.14. PROCESO DETALLADO DE PERFORACIÓN	36
2.1.15. ASPECTOS DE SEGURIDAD	36
2.1.16. PROTECCION AMBIENTAL	36
2.2. ADQUISICION DE LA INFORMACIÓN	36
2.2.1. SÍSMICA	36
2.2.2 CORRELACIÓN DE DATOS	38
2.3 INFORMACIÓN QUE APORTA A LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS	38
2.4 APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN	38
3. INFORMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE PERFORACIÓN	39
<hr/>	
3.1. OBJETIVOS DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS	40
3.2. PERFORACIÓN	40
3.2.1. ETAPAS DE PERFORACIÓN	41
3.2.2. OPERACIONES GENERALES DE PERFORACIÓN	41
3.2.2A. PERFORACIÓN DE INTERVALO	42
3.3. INFORMACION DE LA OPERACIÓN DE PERFORACION DEL POZO	43
3.3.1. VELOCIDAD DE PENETRACIÓN	43
3.3.2. ZONAS DE PRESION ANORMAL	44
3.3.3. MOMENTO DE TORSIÓN APLICADO A LA TUBERÍA	45
3.3.4. INDICADORES EN EL LODO DE PERFORACIÓN	46
3.3.5. INCREMENTO DE RECORTES (VOLUMEN, FORMA Y TAMAÑO DEL RECORTE)	49
3.3.6. DENSIDAD DE LUTITA	50
3.3.7. TEMPERATURA DEL LODO	50
3.3.8. INFORMACIÓN A PARTIR DE REGISTROS	51
3.4. INFORMACIÓN OBTENIDA DE MUESTRAS DE CANAL Y DE NÚCLEOS	53
3.4.1. MUESTRAS DE CANAL	54
3.4.2. NÚCLEOS	54
3.5. INFORMACIÓN DE PRUEBAS EFECTUADAS DURANTE LA PERFORACIÓN	56
3.5.1. PRUEBA DE FORMACION “DST”	56
3.5.2. HISTORIA DE PERFORACIÓN	58
3.6. EVALUACION DEL POZO	59
3.7. APLICACIÓN PARA LA CARACTERIZACIÓN	59
4. INFORMACIÓN DE LAS MUESTRAS DE ROCA	61
<hr/>	
4.1. RECORTES DE PERFORACIÓN	61
4.1.1. PRESENCIA DE FLUIDOS EN LOS RECORTES	61
4.1.2. TIPO DE FORMACIÓN	62

4.2. NÚCLEOS	62
4.2.1. NÚCLEOS DE FONDO	62
4.2.2. NÚCLEOS DE PARED	67
4.3. PREPARACIÓN DE MUESTRAS	68
4.3.1. NÚCLEO LIMPIO	69
4.3.2. NÚCLEO FRESCO	69
4.3.3. NÚCLEO RESTAURADO	69
4.4. ANÁLISIS DE TIPO GEOLÓGICO	69
4.4.1. ANÁLISIS VISUALES	70
4.4.2. ANÁLISIS LITOLÓGICO	70
4.4.3. ANÁLISIS PETROGRÁFICO	70
4.4.4. ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO	71
4.4.5. ANÁLISIS MINERALÓGICO	71
4.4.6. RADIATIVIDAD	72
4.5. ANÁLISIS DE TIPO PETROFÍSICO	72
4.5.1. VOLÚMENES	72
4.5.2. POROSIDAD (\emptyset)	73
4.5.3. PERMEABILIDAD (K)	75
4.5.4. TIEMPO DE TRANSITO (Δt)	75
4.5.5. DENSIDAD (ρ)	76
4.5.6. COMPRESIBILIDAD (C)	76
4.5.7. MOJABILIDAD (M)	76
4.5.8. PRESIÓN CAPILAR (P_c)	77
4.5.9. SATURACION DE FLUIDOS (S_f)	77
4.5.10. PROPIEDADES ELECTRICAS	78
4.6. APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA	78
4.6.1. AMBIENTES GEOLÓGICOS	79
4.6.2. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	79
4.6.3. PERMEABILIDADES	80
4.6.4. DISTRIBUCION VERTICAL DE PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	80
4.6.5. DISTRIBUCION VERTICAL DE FLUIDOS	81
4.6.6. CALIBRACIÓN DE REGISTROS	83
4.6.7. APLICACIONES FUERA DE LA CARACTERIZACIÓN	84
5. INFORMACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO	85
5.1. INFORMACIÓN A PARTIR DE LOS TIPOS DE REGISTROS	85
5.1.1. OBTENCIÓN DE INFORMACION DE REGISTROS DE LITOLOGÍA	85
5.1.2. OBTENCION DE INFORMACIÓN DE REGISTROS DE POROSIDAD	90
5.1.3. OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS	101

5.2. INFORMACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS EN POZOS EXPLORATORIOS	112
6. INFORMACIÓN DE LAS PRUEBAS DE POZO	113
6.1. PRUEBAS DE FORMACIÓN	113
6.1.1. DRILL STEM TEST (DST)	114
6.1.2. WIRELINE FORMATION TESTER (WFT)	115
6.1.3. REPEAT FORMATION TESTER (RFT)	118
6.2. PRUEBAS DE PRESIÓN	120
6.2.1. PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESIÓN	120
6.2.2. PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN	122
6.2.3. PRUEBAS DE INTERFERENCIA ENTRE POZOS	123
6.3. METODOS DE ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN	124
6.3.1. PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN	124
6.3.2. MÉTODO DE HORNER	126
6.3.3. MÉTODO DE CURVAS TIPO DE GRINGARTEN	129
6.4. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	131
6.5. DATOS RECABADOS	132
6.5.1. INFORMACION PARA LA CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DEL YACIMIENTO	132
6.5.2. INFORMACIÓN PARA LA CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL YACIMIENTO	134
6.5.3. OTRA RELEVANTE INFORMACIÓN PROPORCIONADA	135
7. INFORMACIÓN DE LAS MUESTRAS DE FLUIDOS	137
7.1. MUESTRAS	138
7.1.1. PREPARACIÓN DEL POZO A MUESTREAR	138
7.1.2. MÉTODOS DE MUESTREO	139
7.2. ANÁLISIS PVT	141
7.2.1. SEPARACIÓN FLASH	142
7.2.2. SEPARACIÓN DIFERENCIAL,	143
7.3. PROPIEDADES QUE SE DETERMINAN	143
7.3.1. PRESION DE BURBUJA (P_b)	144
7.3.2. FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE (B_o)	144
7.3.3. FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS (B_g)	145
7.3.4. FACTOR DE VOLUMEN TOTAL (B_t)	146
7.3.5. RELACIÓN DE SOLUBILIDAD (R_s)	147
7.3.6. VISCOSIDAD DEL ACEITE μ_o	148
7.4. APLICACIONES	149
7.4.1. DEFINICIÓN DEL YACIMIENTO	149
7.4.2. CÁLCULOS DE BALANCE DE MATERIA	151

7.4.3. USO DE CORRELACIONES PARA CONOCER OTRAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	153
8 INFORMACIÓN DE LA TERMINACIÓN DEL POZO.	155
8.1. TIPOS DE TERMINACIÓN DE POZOS.	155
8.1.1. TERMINACIÓN EN AGUJERO DESCUBIERTO.	156
8.1.2. TERMINACIÓN CON AGUJERO REVESTIDO.	156
8.2. SELECCIÓN DEL INTERVALO PRODUCTOR.	157
8.3 FLUIDOS DE TERMINACIÓN	158
8.4 TIPOS DE DAÑO	158
8.5 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	161
8.6. ESTADO MECÁNICO DEL POZO	162
8.7. INFORMACIÓN APLICABLE A LA CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA	163
CONCLUSIONES	165
RECOMENDACIONES	167
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA	169

RESUMEN

La presente Tesis pretende hacer mención de todas las operaciones que se realizan para caracterizar un yacimiento a partir de la información recabada en el primer pozo, o sea el pozo descubridor. A grandes rasgos, se describe lo más relevante de las operaciones previas a la perforación, la perforación como tal, todos los procedimientos que se realizan durante la perforación para obtener información más detallada del yacimiento y de la información que se adquiere durante la terminación del pozo descubridor perforado.

El Capítulo 1 contiene varias definiciones básicas que ayudarán a comprender, de mejor forma, el contenido de los capítulos posteriores. Para este fin, se definen términos como son: pozo, yacimiento petrolero, propiedades y características de un yacimiento petrolero, refiriéndose con ésto a propiedades de los fluidos, de la roca y del sistema roca-fluidos.

En el Capítulo 2 se pretende mostrar y definir toda la información básica que debe contener un programa de perforación de un pozo petrolero, como son: la columna geológica estimada, el estado mecánico esperado del pozo, los programas de muestreo de roca y de fluidos que se requieren llevar a cabo durante la perforación, además de los registros geofísicos y de las pruebas en el pozo que se pretenden tomar. La segunda parte de este capítulo muestra las operaciones básicas de las cuales se obtiene la información previa necesaria para realizar el programa de perforación, como son un levantamiento sísmico y la correlación de datos de campos aledaños, si se cuenta con ella.

En el Capítulo 3 se indican los procedimientos que se aplican durante la perforación del pozo. Es en esta etapa en la que se realizan las operaciones de tomas de pruebas y registros, lo cual también se indica en el capítulo; además, se menciona la información que se recaba durante las operaciones, analizando el desgaste de las barrenas o las circunstancias que se presentan durante la perforación y que brindan información para caracterizar tanto la formación como el yacimiento.

En el Capítulo 4 se describen los diferentes tipos de operaciones de núcleo que se pueden efectuar en un pozo petrolero, como son: los núcleos de fondo con algunas de las variaciones más comunes que de éstos existen y núcleos de pared. Posteriormente se presentan las técnicas más comunes de análisis de muestras de roca y la información que de éstas se puede determinar, finalizando con la mención de las aplicaciones que tiene la información recabada en las diferentes pruebas para caracterizar el yacimiento.

El Capítulo 5 señala los procedimientos que se llevan a cabo para tomar registros geofísicos en los pozos perforados, además se señalan los registros básicos que se corren, clasificándolos en tres diferentes categorías.

El Capítulo 6 trata de los tipos de pruebas que se realizan en los pozos petroleros, como son: pruebas de formación y de presión, señalando, de forma muy general, las pruebas de producción. Posteriormente, se indican los tipos de procedimientos más comunes que se han propuesto para estudiar un yacimiento utilizando las pruebas de presión, describiendo algunos métodos con detalle y mencionando la información que con estos métodos se obtiene. Al final del capítulo se indican algunas aplicaciones de la información adquirida para la caracterización de yacimientos y otras actividades dentro de la industria petrolera.

El Capítulo 7 señala los procedimientos básicos de preparación de un pozo para tomar muestras de fluidos, mencionando los métodos de muestreo clasificados de acuerdo al lugar donde se toma la muestra, ya sea en el fondo o la superficie. Se mencionan también los análisis más frecuentes que se realizan a estas muestras de fluidos y las propiedades que de estos análisis se pueden obtener. Finalmente, se indican algunas aplicaciones de los datos recabados para caracterizar el yacimiento.

El Capítulo 8 indica los tipos de terminación de pozos, como son: la terminación en agujero descubierto y en agujero entubado, la información que se utiliza para elegir el intervalo a producir y por ende a terminar; también, el daño que la terminación provoca en el pozo y las razones por las que se genera. Además, en este capítulo se señala el estado mecánico final del pozo y se confirman varios de los datos que fueron inferidos durante las operaciones de toma de información anteriores para caracterizar el yacimiento.

INTRODUCCIÓN

Antes de comenzar a perforar un pozo petrolero es necesario realizar un amplio estudio del área en la que se pretende perforar, con el fin de ubicar el lugar donde es más probable encontrar hidrocarburos, evitando la mayor cantidad posible de elementos que pudieran entorpecer los trabajos de perforación. Este amplio estudio se realiza por medio de levantamientos sísmicos en el área y correlacionando información de otros campos que se encuentren en la misma área geológica.

Todos los pozos que se perforan, pueden proporcionar información para el desarrollo subsecuente del campo y para otros proyectos de características semejantes, teniendo como objetivo final la extracción óptima de hidrocarburos del yacimiento.

Los primeros pozos perforados en un campo proveen información invaluable para todos los trabajos subsecuentes a dichos pozos, como lo es el conocimiento detallado de cada estrato que se presenta en el fondo y tiende a abarcar gran parte del campo a desarrollar. Aunque los primeros pozos perforados brindan mucha información, son los pozos descubridores.

Del pozo descubridor se puede obtener abundante información para caracterizar tanto las formaciones perforadas como el yacimiento, el cual es el objetivo de todos los trabajos de perforación, ya que este contiene los hidrocarburos.

Para caracterizar el yacimiento es necesario realizar trabajos de perforación, con el propósito de alcanzar el yacimiento y extraer muestras, como lo son: muestras de roca (recortes, núcleos de fondo, núcleos de pared), muestras de fluidos de fondo y de superficie. Además, también se pueden llevar a cabo en el pozo durante la perforación, la toma de registros geofísicos y la realización de pruebas de formación, de presión y posteriormente de producción, para evaluar las condiciones de flujo presentes en el pozo y en la formación.

Los registros geofísicos corridos durante los trabajos de perforación, permiten ubicar la presencia de fluidos a lo largo del pozo, con el fin de identificar zonas de interés, de las cuales se pueden extraer muestras de roca, que permiten obtener información de la formación: el tipo de roca, su porosidad, su permeabilidad y las saturaciones de fluidos, además, con las muestras de fluidos que se toman se obtiene información representativa de ellos, como lo son: el factor de volumen de los fluidos, su densidad, su viscosidad, su compresibilidad, entre otros.

Toda la información mencionada con anterioridad se aplica para conocer el yacimiento de forma amplia y ayudará a definir el comportamiento que presentará durante su proceso de explotación, calculando el contenido de fluidos en el medio poroso, la distribución vertical de éstos a lo largo del yacimiento, la facilidad que presentarán los fluidos para desplazarse, dependiendo de las saturaciones que se presenten en el medio poroso, entre otras.

Finalmente, en el pozo se realiza la terminación adecuada, basándose en la información que se ha obtenido. No toda la información se enfoca exclusivamente a la caracterización del yacimiento, ya que también se

utiliza para otros procesos subsecuentes, como son: el desarrollo del yacimiento y su producción, las distintas simulaciones del yacimiento, las recuperaciones secundaria y mejorada y, posteriormente, el abandono.

OBJETIVO

El objetivo de la tesis es presentar una guía básica para estudiantes y profesionales interesados en el tema de caracterización de yacimientos petroleros con base en la recopilación análisis y aplicación de la información que se genera durante la perforación del pozo descubridor de un yacimiento.

1. GENERALIDADES

Las generalidades son los conocimientos que toda persona interesada en la industria petrolera y en la caracterización de yacimientos debe adquirir, en particular, debe tener claros para agilizar la lectura de las páginas siguientes y así obtener mejores resultados. En el siguiente segmento se definen los conceptos que se consideran básicos para alcanzar el objetivo anteriormente mencionado.

1.1. POZO

Es el medio por el cual se comunica el yacimiento del subsuelo con la superficie. Los pozos pueden clasificarse de diversas formas, por ejemplo, de acuerdo a la trayectoria que siguen pueden ser clasificados como verticales o direccionales; por la función que desempeñan se nombran productores de hidrocarburos o inyectores de fluidos; de acuerdo al lugar donde se perforan pueden ser pozos terrestres o marinos; por la etapa de desarrollo en la que se encuentra el campo en el que será perforado pueden ser nombrados como pozos exploradores o pozos de desarrollo.

Aunque existen diversas clasificaciones, en el presente trabajo se explicarán tres de ellas, las cuales son: la clasificación de acuerdo al lugar en el cual se realizan las operaciones de perforación, la clasificación de acuerdo a la trayectoria y la clasificación de acuerdo a la etapa de desarrollo del campo.

1.1.1. CLASIFICACION DE POZOS DE ACUERDO AL LUGAR DONDE SE PERFORAN

Esta clasificación se subdivide en dos categorías, los pozos perforados en tierra firme y los pozos perforados en el lecho marino.

1.1.1A. POZOS TERRESTRES

Son perforados dentro del continente, teniendo como principal ventaja la posibilidad de realizar mantenimiento relativamente accesible en todas las instalaciones. Requieren de la instalación de un equipo de perforación y la excavación de un espacio llamado contra pozo, en el cual se instalan los preventores para control del pozo. Todo ésto se hace dentro de un espacio denominado pera. En la Figura 1.1 se observan las instalaciones de un pozo terrestre.



Fig. 1.1 Instalaciones requeridas para la perforación en tierra firme (CNH, 2015).

1.1.1B. POZO MARINO

A diferencia de los pozos terrestres, los marinos se perforan en mar abierto, dependiendo de la profundidad del tirante de agua y la distancia a la costa; se requiere el uso de plataformas fijas, semisumergibles, sumergibles o barcos de perforación. Para caracterizar el área petrolera de interés se requiere de herramienta especialmente diseñada para soportar las condiciones a las que se someterán, el uso de barcos para adquirir datos sísmicos, herramientas para registros, perforación, núcleo, fluidos de perforación y control que soporten bajas y altas temperaturas. Además del uso de un conducto llamado riser, por el cual se bajan las herramientas sin que estén en contacto con el agua marina.

El equipo de perforación se encuentra en la plataforma o en el barco, mientras que los preventores generalmente se encuentran ubicados en el lecho marino, el acceso a plataformas no es fácil y depende de las condiciones climatológicas, por lo que la logística para el suministro de herramientas es más compleja que en los pozos terrestres.

En la Figura 1.2 es posible observar la infraestructura necesaria para trabajar en un pozo costa afuera.

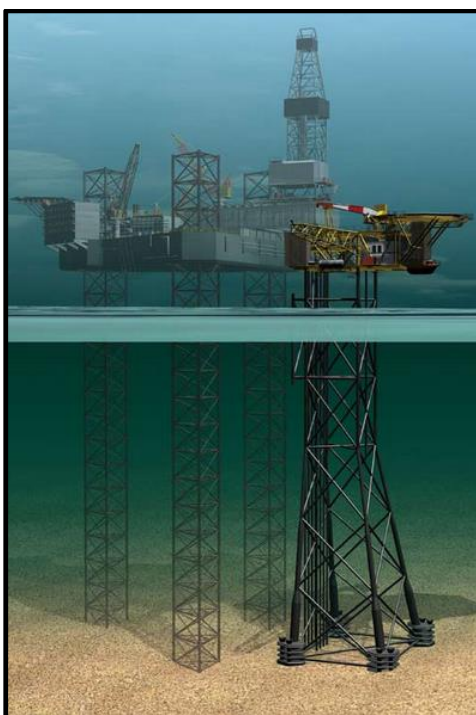


Fig. 1.2. Instalaciones requeridas para la perforación de un pozo marino (Schlumberger, 2011).

1.1.2. CLASIFICACION DE POZOS BASADA EN LA TRAYECTORIA

Es posible clasificar los pozos considerando dos trayectorias diferentes, la primera, una trayectoria vertical que es considerada como la más común y barata. La segunda, una trayectoria direccional que es utilizada cuando no es posible utilizar una trayectoria vertical para alcanzar los objetivos del diseño.

1.1.2A. POZO VERTICAL

Como su nombre lo indica, este pozo supone una trayectoria teórica vertical, aunque en la práctica una trayectoria de este tipo resulta imposible de obtener debido a diversos factores, como pueden ser los cambios de litología, condiciones de perforación o los esfuerzos que se presentan en la barrena durante las operaciones.

Un pozo se considera vertical cuando el programa preestablecido fija el lugar de perforación sobre el yacimiento que se pretende alcanzar y las desviaciones que resultan en el pozo terminado son mínimas o despreciables.

1.1.2B. POZO DIRECCIONAL

Un pozo direccional se perfora cuando se requiere dirigir la trayectoria del pozo hacia un objetivo determinado, la trayectoria resultante no debe forzosamente estar contenida en un plano y se utiliza por distintas razones, como pueden ser:

- Una obstrucción en el agujero o mala cementación que provocó un tapón de cemento.
- Perforación de pozos de alivio para controlar un pozo.
- Exploración de nuevas zonas, aprovechando pozos abandonados.
- Desarrollo de campos desde una plataforma.
- Obstrucciones naturales como montañas, domos salinos, mantos acuíferos, etc.
- Zonas urbanas en superficie.

La Figura 1.3 representa posible trayectoria de un pozo desviado.

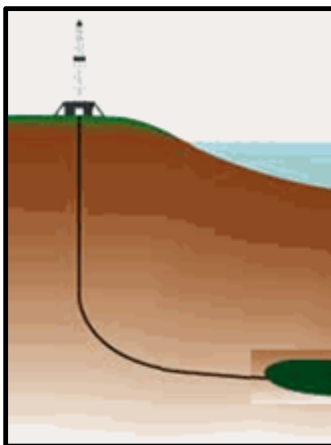


Fig. 1.3. Posible trayectoria de un pozo desviado.

1.1.3. CLASIFICACION DE POZOS DE ACUERDO A LA ETAPA DE DESARROLLO DEL CAMPO

Conforme transcurre el tiempo durante el proceso de explotación de un campo petrolero, los pozos perforados cumplen diferentes tareas y la forma de nombrarlos cambia, es por ésto que, de acuerdo a la función que realizan durante el proceso de explotación del campo, pueden clasificarse como pozos exploratorios, pozos delimitadores y pozos de desarrollo.

1.1.3A. POZOS EXPLORATORIOS

Se nombran de esta manera a los pozos que se perforan con el fin de confirmar la existencia de fluidos hidrocarburos en el subsuelo de cierta área y ampliar la información que se ha obtenido de estudios previos tomados directa o indirectamente en dicha zona.

1.1.3B. POZOS DELIMITADORES

Se perforan con el fin de encontrar los límites del yacimiento, permitiendo delimitar un área concreta en la cual se espera que cada pozo que se perfora, pueda contribuir al desarrollo del campo y explotar el yacimiento.

La Figura 1.4 muestra los pozos delimitadores (A y C), los cuales se perforan con el objetivo de encontrar los límites del yacimiento, razón por la que se perforan lo más alejado posible del pozo explorador que se perfora con el objetivo de encontrar el yacimiento.

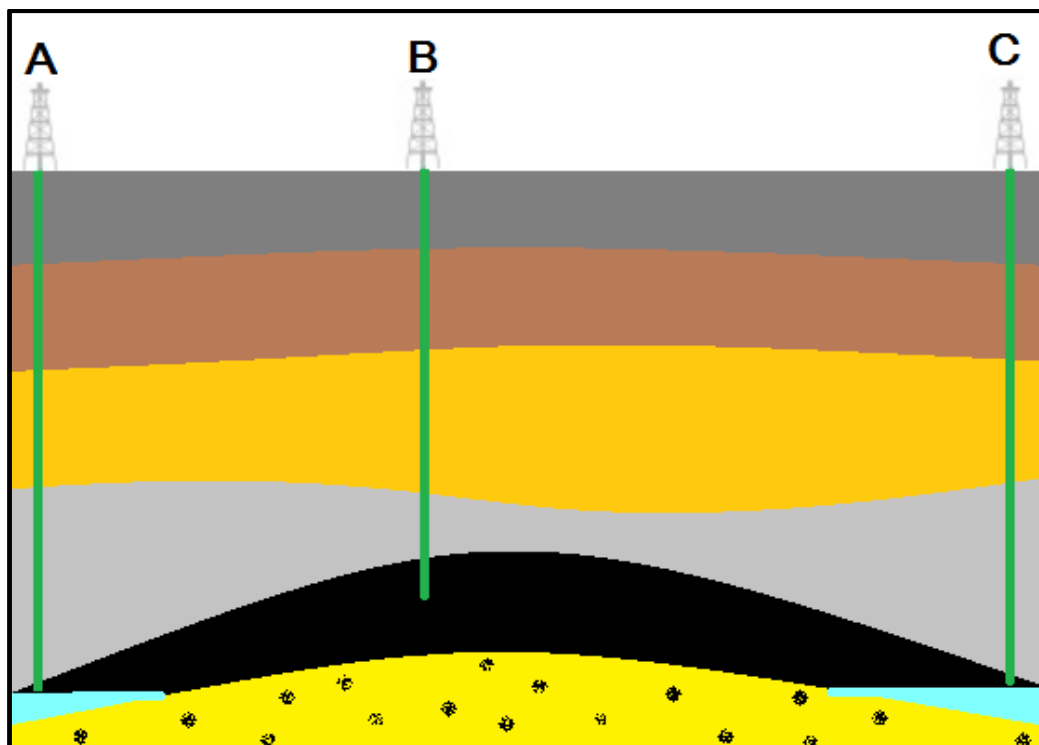


Fig. 1.4. Pozo descubridor (B) y pozos delimitadores (A y C).

1.1.3C. POZOS DE DESARROLLO

Es aquel que se perfora después del pozo descubridor con el fin de desarrollar y explotar un yacimiento que ha sido previamente detectado y estudiado. La información que se tiene del área y del yacimiento es tal que las probabilidades de que un pozo de desarrollo resulte no productor son bajas.

1.2. YACIMIENTO PETROLERO

Un yacimiento petrolero es un cuerpo rocoso con propiedades como porosidad y permeabilidad que permiten el almacenamiento y flujo de hidrocarburos. Se comporta como un sistema hidráulicamente intercomunicado, el cual se encuentra a altas temperaturas y presiones.

1.2.1. SISTEMA PETROLERO

Un yacimiento está constituido por dos elementos básicos: una roca porosa y fluidos hidrocarburos. Estos elementos principales no se encuentran juntos durante todo el proceso de diagénesis, los fluidos hidrocarburos son generados para posteriormente migrar a una roca almacén, la cual contendrá los hidrocarburos hasta el momento en el cual sean extraídos mediante alguna técnica de recuperación.

El proceso anteriormente mencionado se lleva a cabo en un sistema, el cual es denominado regularmente sistema petrolero. Para conformar este sistema petrolero es necesario que se presenten los componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; ésto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca almacén, una trampa y un sello. La secuencia cronológica relativamente correcta de estos elementos y los procesos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos, son necesarios para la acumulación y la preservación de los hidrocarburos.

Las extensiones productivas de exploración y las áreas prospectivas son desarrolladas habitualmente en cuencas o regiones en las que existe cierta probabilidad de la presencia de un sistema petrolero.

En la Figura 1.5 es posible observar la composición de un sistema petrolero.

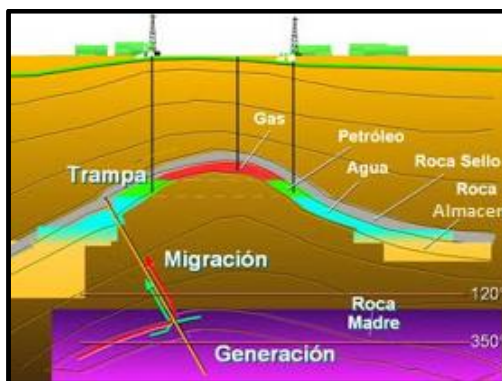


Fig. 1.5. Sistema Petrolero (Barrios Francisco, 2009).

1.2.1A. ROCA GENERADORA

Es una formación rocosa que contiene materia orgánica rica en carbono e hidrógeno, debe ser enterrada a una profundidad de más de 1000 metros para que la materia orgánica se conserve hasta alcanzar las presiones y temperaturas suficientes para que madure y se logre la generación de hidrocarburos.

1.2.1B. MIGRACIÓN

La roca madre genera los hidrocarburos, pero en un yacimiento convencional el aceite y el gas generados suelen dirigirse a las zonas de menor presión, este desplazamiento suele nombrarse migración, se realiza a través de los poros de la roca, las fallas y/o las discontinuidades de la formación.

Existen dos tipos de migración:

- Migración primaria. Se refiere a la migración de los hidrocarburos dentro de la roca generadora y hasta que abandonan la roca.
- Migración secundaria. Es el movimiento de los hidrocarburos fuera de la roca generadora hasta que llegan a un lugar en el cual se acumulan.

La migración puede comprender unos cuantos metros o varios kilómetros dependiendo de la formación en la cual se presente.

1.2.1C. ROCA ALMACÉN

Una roca almacén puede ser cualquier roca con porosidad y permeabilidad que permitan el ingreso, flujo y acumulación de hidrocarburos en su interior, además, es necesario que la roca tenga continuidad tanto lateral como vertical para lograr la acumulación de grandes cantidades de hidrocarburos.

1.2.1D. ROCA SELLO

Una roca sello es aquella que presenta muy baja permeabilidad por contener poros de tamaño subcapilar, permiten escaso paso de fluidos de tal manera que sirve como barrera, impidiendo la migración y generando acumulaciones. El espesor de esta roca dependerá de la calidad del sello, teniendo un espesor bajo para sellos de alta calidad y un espesor considerable para sellos de baja calidad.

1.2.1E. TRAMPA

Es un receptáculo cerrado, formado por rocas almacén y sello, los cuales están conformados de forma tal que los hidrocarburos ingresan y no pueden continuar su migración, razón por la cual quedan atrapados.

Existen diversos tipos de trampas, entre las cuales se pueden nombrar las siguientes:

- Estructurales. Son resultado de la deformación de los estratos debido a grandes esfuerzos sobre ellos.
- Estratigráficas. Se presentan como resultado de cambios de facies o intercalaciones de estratos permeables e impermeables.
- Mixtas. Son una combinación de las anteriores.

1.2.2. TIPOS DE YACIMIENTOS

Para considerar una acumulación de hidrocarburos como un yacimiento es preciso que contenga todos los elementos que se han mencionado anteriormente. Es posible clasificarlos de acuerdo a su método de explotación como yacimientos convencionales o yacimientos no convencionales. A continuación, se describen brevemente estos términos.

1.2.2A. CONVENCIONALES

Son yacimientos que cuentan con todos los elementos del sistema petrolero en sincronía. Es decir, se encuentran en trampas estratigráficas y/o estructurales, los cuales presentan buena porosidad y de moderadas a buenas permeabilidades, son relativamente fáciles de desarrollar y se asocian a reservas limitadas que pueden explotarse económicamente con tecnologías tradicionales y sin tratamientos mayores de estimulación.

1.2.2B. NO CONVENCIONALES

No cuentan con todos los elementos del sistema petrolero o no tiene la sincronía requerida. La mayoría de las veces son independientes de las trampas estratigráficas o estructurales, esto no quiere decir que no sean rentables, pero deben ser estudiados y explotados con técnicas diferentes a las utilizadas en sistemas convencionales, como pueden ser, la aplicación de estimulaciones masivas, como el fracturamiento, y procesos de recuperación mejorada.

Los principales tipos de yacimientos no convencionales son:

METANO ASOCIADO A CAPAS DE CARBÓN (COAL BED METANO)

Se trata de gas adherido a la superficie en la materia orgánica extraída de capas masivas de carbón en profundidades bajas.

ARENAS BITUMINOSAS

El aceite se encuentra impregnado en arena, debido a esta característica las operaciones de perforación y extracción convencional son inútiles, por lo que se utilizan métodos más parecidos a los de explotación minera, donde la arena se transporta en camiones a un centro de procesado en el cual se separan los hidrocarburos con tratamiento térmico.

En la Figura 1.6 se muestra la consistencia de las arenas bituminosas que asemeja al lodo debido a la impregnación del aceite en la arena.



Fig. 1.6. Consistencia de las arenas bituminosas (Samuel Sosa, 2015).

HIDRATOS DE GAS (GAS HIDRATE)

Es un material parecido al hielo, compuesto por moléculas de agua, cuya estructura cristalina atrapa moléculas de gas metano. Este gas proviene de la descomposición microbiana de la materia orgánica, se interpreta que las reservas en esta forma duplican a todas las reservas conocidas de gas y petróleo en el mundo. Se encuentran principalmente en los fondos oceánicos y en menor parte en los suelos congelados de las regiones polares. La Figura 1.7 muestra un hidrato de metano, el cual es muy parecido a un pedazo de hielo, pero debido a su contenido de gas puede arder.



Fig. 1.7. Hidrato de metano ardiendo (Periódico de la Energía, 2015).

PETROLEO O GAS DE LUTITA (SHALE-OIL AND SHALE-GAS)

Se llama así a los yacimientos con rocas con abundante materia orgánica, la cual sufrió todos los procesos de diagénesis para convertirse en hidrocarburos pero que no llegó a presentar ningún tipo de migración. El hidrocarburo se encuentra atrapado en forma de gotas microscópicas dentro de la roca madre.

GAS EN FORMACIONES COMPACTAS (TIGHT GAS).

El gas está atrapado en un tipo de roca que no puede considerarse yacimiento convencional ya que tiene permeabilidad muy baja y, al igual que el petróleo de lutita, sólo puede explotarse con fracturación.

1.3. PROPIEDADES CARACTERÍSTICAS DE UN YACIMIENTO

Son propiedades que permiten caracterizar un yacimiento petrolero con el fin de diseñar técnicas de estimulación y recuperación con el fin de optimizar el flujo de fluidos hacia el pozo.

1.3.1. PROPIEDADES DE LA ROCA (Sistema roca).

Caracterizan el medio en el cual se encuentran almacenados los fluidos, con el fin de conocer el volumen del espacio poroso, la capacidad de la roca para almacenar fluidos, el tipo de litología que compone la roca, la facilidad con la que los fluidos atravesarán el medio poroso, entre otras.

El conocimiento de estas y otras propiedades facilita las operaciones de perforación y terminación al brindar información confiable del medio a los ingenieros responsables del pozo. Además facilita la caracterización de las interacciones entre la roca y los fluidos.

1.3.1A. POROSIDAD

Es una propiedad intrínseca de las rocas del yacimiento, indica la capacidad de almacenamiento de la formación y es usada como un indicador primario de la calidad del yacimiento, en conjunto con algunos otros factores sirve para calcular el volumen de hidrocarburos y las reservas recuperables.

Físicamente es posible evaluarla como la relación entre el volumen de poros y la suma del volumen de poros y el volumen de sólidos, es decir el volumen bruto o de roca.

1.3.1B. PERMEABILIDAD

Es la capacidad de una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella, como se muestra en la Figura 1.8. Es una de las principales características que permiten conocer la capacidad productora del yacimiento.



Fig. 1.8. Permeabilidad en una muestra de roca (Wikipedia, 2015).

Es uno de los parámetros más importantes del yacimiento y su variabilidad con respecto a la dirección en que se mide es esencial para el desarrollo de estrategias de disparos, la evaluación de conectividad entre fracturas y fallas, la predicción del desempeño de los pozos y el modelado del comportamiento del yacimiento bajo mecanismos de producción primaria, secundaria y terciaria.

Los valores de permeabilidad pueden ser aproximados debido a que los cambios de presión en el yacimiento serán detectados en diferentes tiempos de acuerdo a la capacidad del yacimiento de transmitir los cambios de presión dentro del yacimiento, siendo éstos un indicador de la permeabilidad en el mismo.

1.3.1C. COMPRESIBILIDAD

En la roca se maneja un factor de compresibilidad definido como el cambio del volumen de roca con respecto a la presión a temperatura constante, aunque en algunos casos el cambio es generalmente despreciado.

$$C = \frac{1}{V_r} \left(\frac{\Delta V_r}{\Delta p} \right)_T \quad \text{Ec. 1.1}$$

1.3.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS (Sistema fluidos).

Caracterizan los fluidos contenidos en la formación con el fin de conocer propiedades de interés, como son: densidad, viscosidad, composición y presión de saturación, entre otras. Este conocimiento permite determinar el tipo de yacimiento que se ha encontrado y facilita la caracterización de la interacción entre roca y fluidos.

1.3.2A. DENSIDAD RELATIVA Y DENSIDAD API

La densidad relativa es la relación de la densidad del fluido medido a 60 °F entre la densidad del agua pura. La densidad API, que es usada como una medida de la calidad de los fluidos en el yacimiento, se relaciona con la densidad relativa por medio de la siguiente ecuación:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{S.G.} - 131.5 \quad Ec. 1.2.$$

donde:

- S.G es la densidad relativa del líquido (agua = 1)

La densidad relativa de los gases es la relación de la densidad de un gas con la densidad del aire a condiciones estándar. También es posible expresarla como la relación entre los pesos moleculares del gas y el aire a condiciones estándar, como se puede observar en la siguiente ecuación:

$$S = \frac{MW}{29} \quad Ec. 1.3.$$

donde:

- S es la densidad relativa del gas en estudio ($S_{gas} = 1$, si el gas en estudio es aire puro)
- MW es el peso molecular del gas ($MW_{gas} = 29$, si el gas en estudio es aire puro)
- 29 es el peso molecular del aire puro.

En el caso del gas no existe un parámetro específico que sea una medida de la calidad de éste como lo es la densidad API para los aceites.

1.3.2B. FACTOR DE VOLUMEN (Bg, Bw, Bo)

Se puede referir a gas (Bg), agua (Bw) o aceite (Bo). Se definen como una relación de volúmenes, en las que interviene el volumen a condiciones de yacimiento de algún fluido y el volumen a condiciones de superficie del mismo fluido.

En el caso del factor de Bw y el Bo, el volumen de yacimiento se considera como el volumen de agua o aceite con su gas disuelto, mientras que el volumen a condiciones de superficie toma en cuenta únicamente como el volumen de líquido. En el caso de Bg la relación se efectúa entre el volumen de gas a condiciones de yacimiento y el volumen de gas a condiciones de superficie.

1.3.2C. RELACIÓN DE SOLUBILIDAD (Rs)

Este parámetro indica la cantidad de gas que se encuentra disuelto en agua o aceite, se mide disminuyendo la presión del fluido que contiene el gas, permitiendo la liberación del gas disuelto para posteriormente medir el volumen de gas liberado para compararlo con el volumen original de fluido con gas disuelto.

1.3.2D. VISCOSIDAD

Esta propiedad indica la resistencia al flujo de un fluido, ya sea agua, gas o aceite. Es una propiedad dinámica, por lo tanto es solo cuantificable cuando el fluido se encuentra en movimiento. Esta varía en función de la presión y la temperatura.

Existen dos tipos de viscosidad, la viscosidad absoluta (μ) y la viscosidad cinemática (γ). Para la caracterización de los fluidos del yacimiento el parámetro comúnmente utilizado es el de viscosidad absoluta.

1.3.2E. COMPRESIBILIDAD

En los líquidos la compresibilidad es el cambio de volumen con respecto de la presión, aunque la temperatura también cambia el volumen y por lo tanto afecta la compresibilidad de los líquidos, este cambio no es tomado en cuenta ya que en los yacimientos la temperatura es constante.

En el caso de la compresibilidad de un gas, el cambio de volumen es dependiente de la temperatura y la presión, pero, tomando en cuenta que dentro del yacimiento, mientras la presión varía la temperatura permanece constante, la compresibilidad se define como el cambio del volumen de gas con respecto a la presión a temperatura constante.

$$C = \frac{1}{V_f} \left(\frac{\Delta V_f}{\Delta p} \right)_T \quad \text{Ec. 1.4.}$$

1.3.3. PROPIEDADES DE LA COMBINACIÓN ENTRE ROCA Y FLUIDOS (Sistema roca-fluidos)

Este tipo de propiedades permiten conocer la interacción de los fluidos con el medio que los contiene, permitiendo estimar métodos de recuperación, tanto primaria como secundaria y mejorada, que será posible aplicar al sistema roca-fluidos para mejorar el movimiento de los fluidos dentro de la roca permitiendo optimizar la producción.

1.3.3A. SATURACIÓN DE FLUIDOS

La saturación de fluidos se refiere al porcentaje de espacio en el medio poroso de un yacimiento petrolero ocupado por fluidos de algún tipo, como pueden ser la saturación de agua, de aceite o de gas. Estas saturaciones cambian durante la producción, por lo que esta propiedad es de mucha importancia para diversos aspectos de la explotación del yacimiento.

En la Figura 1.9 se muestra la saturación de fluidos dentro de los poros de roca.

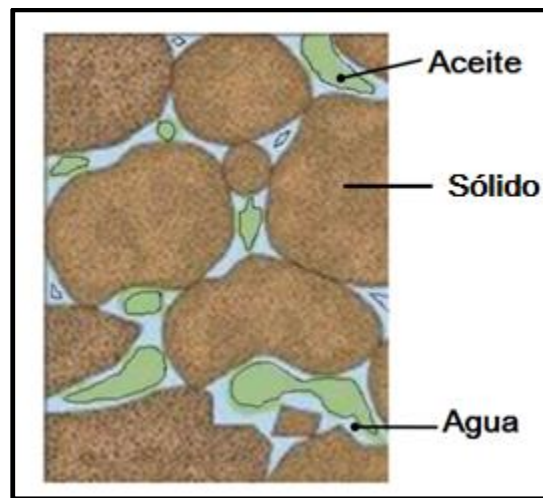


Fig. 1.9. Saturación de fluidos en los poros (Alfredo León, 2010).

1.3.3B. SATURACIÓN IRREDUCTIBLE DE FLUIDOS

Para la caracterización del yacimiento una propiedad de interés es la saturación irreductible de un fluido. Se refiere a la saturación más baja respecto a algún fluido que se presenta en el yacimiento. Este fluido irreductible, como su nombre lo indica, no disminuirá puesto que es imposible moverla por cualquier medio. Esta saturación puede referirse a aceite, agua y gas.

1.3.3C. TENSIÓN INTERFACIAL.

Existe un desequilibrio entre las fuerzas moleculares en la interface entre dos fases. Esto es causado por la atracción física entre las moléculas, este desequilibrio entre fuerzas es comúnmente llamada tensión interfacial.

Una molécula en un líquido es atraída uniformemente por las moléculas a su alrededor, mientras que una molécula de líquido en la interface entre las moléculas de gas y liquido es atraída más fuertemente por las moléculas de líquido ubicadas bajo ella. Esta diferencia de fuerzas crea una membrana conocida como superficie.

Mientras mayor sea la tensión superficial, mayor será la fuerza necesaria para mezclar ambos fluidos y viceversa. La Figura 1.10 muestra un esquema en el cual el grosor de las flechas indica la fuerza con la que se atraen las moléculas y la membrana o superficie que se crea por la desigualdad de las fuerzas.

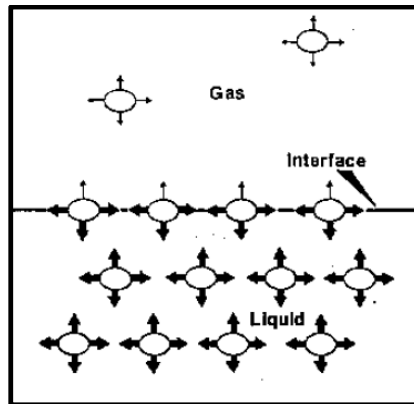


Fig. 1.10. Representación de las fuerzas intermoleculares en un gas, en un líquido y entre ambos (Paris Ferren, 2001).

1.3.3D. MOJABILIDAD

Se define como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. Esta capacidad es importante ya que la distribución de fluidos en un medio poroso es función directa de la mojabilidad. A diferencia de las propiedades anteriormente descritas ésta puede cambiar, aplicando ciertos procedimientos, de estar mojados los sólidos por aceite a estar mojados por agua. La Figura 1.11 muestra la distribución de los fluidos en sistemas mojados por agua y aceite.

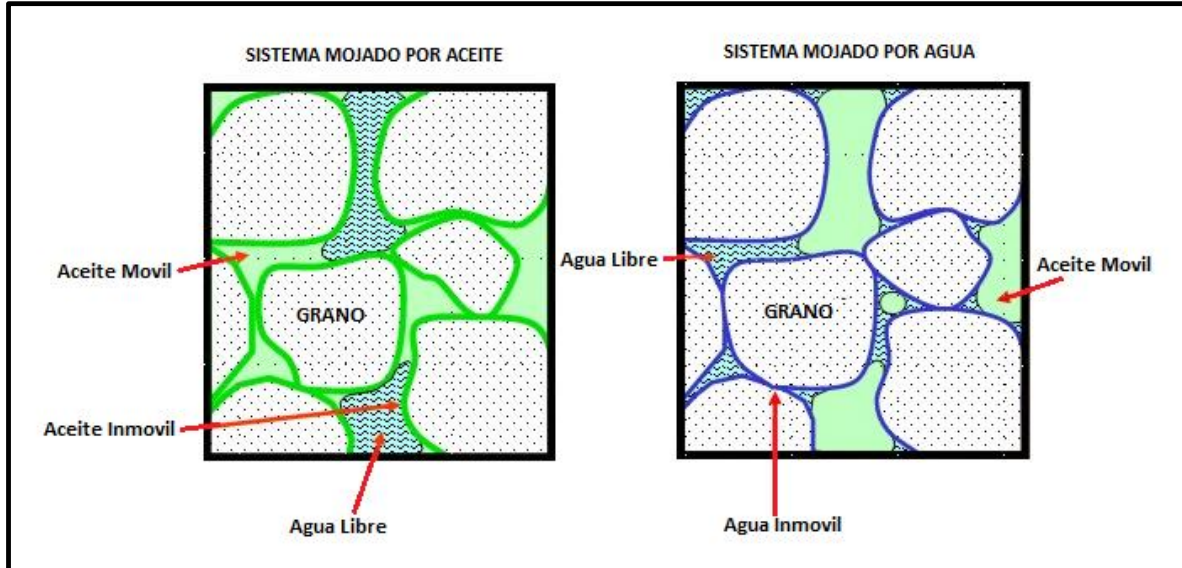


Fig. 1.11. Esquematización de un sistema mojado por aceite y otro mojado por agua (Alfredo León, 2009).

1.3.3E. PRESIÓN CAPILAR

Es la diferencia de presión entre el fluido de la fase mojannte y la fase no mojannte, a través de la interface de los fluidos. En un sistema poroso, se observa que las fuerzas inducidas por la mojanntabilidad preferencial del medio con uno de los fluidos se extiende sobre toda la interface, causando diferencias de presión entre los dos fluidos a través de la interface. También se puede definir como la fuerza por unidad de área, resultado de fuerzas superficiales a la interface entre dos fluidos.

Esta diferencia de presión entre dos fluidos inmiscibles es:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad \text{Ec. 1.5.}$$

donde:

- P_c es la presión capilar (unidades absolutas).
- P_{nm} es la presión de la fase no mojannte.
- P_m es la presión de la fase mojannte.

La Figura 1.12 es un esquema en el que se muestran los lugares de los cuales se toma la presión de las fases mojannte y no mojannte en un experimento dentro de un tubo capilar.

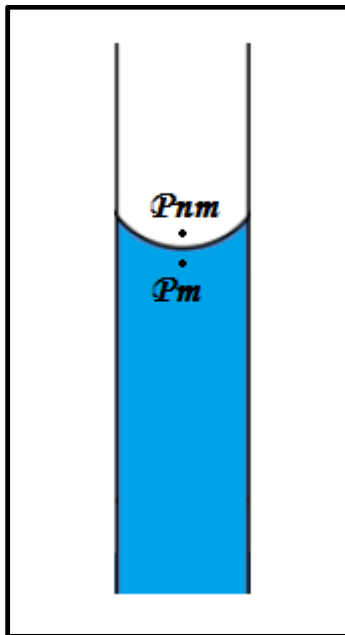


Fig. 1.12. Esquema que muestra las fases mojannte y no mojannte en un capilar.

2. INFORMACIÓN PARA LA PROGRAMACION DEL POZO A PERFORAR

Para generar el programa de perforación de un pozo petrolero exploratorio, que se convierte en un pozo descubridor, es necesario analizar, depurar y reordenar toda la información que se ha obtenido de la aplicación de métodos de exploración en la zona geográfica de interés, de datos recabados de pozos exploratorios improductivos y de campos o yacimientos productores cercanos.

Esta información se analiza para estimar posibles zonas productoras, zonas en las que las condiciones de litología y la probable columna geológica sean atractivas desde el punto de vista petrolero. Se depura ya que no toda la información recabada durante los procesos mencionados se utiliza específicamente con el fin de elaborar la programación de este pozo en particular o es información inservible para cualquier fin. Se reordena para que el programa sea presentado en forma tal que la información sea fácilmente entendible.

El programa de perforación contiene información acerca de los preventores a utilizar durante el procedimiento, la trayectoria del pozo, los fluidos de perforación y control, las tuberías de perforación y de ademe, los puntos de asentamiento, el proceso de cementación, la toma de registros, las pruebas a realizar, así como la descripción detallada de los procedimientos a realizar. Todo lo anteriormente mencionado se basa en la información existente e inferida hasta el momento.

Cuando se habla de información inferida o estimada se hace referencia a la que no fue obtenida de procesos de toma directa de datos en la zona, sino que es inferida por la correlación de la información obtenida de pozos y campos vecinos, mientras que la información existente es proporcionada por procesos de exploración en la región, como los de algún método exploratorio, por ejemplo, un levantamiento sísmico.

Como se ha mencionado previamente el contenido del programa es una serie de procesos que se deben seguir, contiene información básica sobre cada aspecto de la perforación. Aunque este programa no será 100% definitivo ya que puede variar de acuerdo con lo que verdaderamente se encuentre en el subsuelo y con los procesos que se realicen para llegar al objetivo, las variaciones y modificaciones que se esperan serán muy pocas y por este motivo el programa inicial sirve como una muy buena guía.

2.1. CONTENIDO DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN

A continuación se detallan los puntos básicos que debe contener un programa de perforación de un pozo vertical en un yacimiento convencional. Es importante tomar en cuenta que para otros tipos de pozos y diferentes yacimientos este programa presentará cambios, de acuerdo a las necesidades que se presenten.

2.1.1. COLUMNA GEOLÓGICA

Describe la ubicación vertical de unidades de formaciones rocosas que se esperan encontrar en el área que se desea perforar. Normalmente muestra una secuencia de rocas sedimentarias, en la que las más antiguas se encuentran en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

La columna geológica se estima basándose en la información que se ha logrado obtener y que se infiere de las áreas cercanas a la de interés.

Al correlacionar datos de pozos vecinos se puede obtener una aproximación de la columna que se presentará, y solo cambiará mínimamente si es que no se presentan formaciones extrañas en esta zona.

Los datos sísmicos permiten calcular de forma aproximada profundidad de los estratos y el tipo de roca que presentan, igualmente se puede obtener la ubicación de cuerpos extraños y profundidad a la que se encuentran los fluidos, sean estos hidrocarburos o no.

En columnas que contienen rocas intrusivas, fallas o metamorfismo, se debe indicar la posición de éstas, para estos casos es necesario ordenar las unidades rocosas tomando en cuenta la manera en la que se han movido debido a las fallas o acomodándolas con base en el tiempo en que las unidades son apiladas en el orden que se formaron.

Igualmente a partir de estas correlaciones se pueden inferir zonas de hidrocarburos y zonas de presión anormal.

La Figura 2.1 muestra una columna geológica tipo en el Campo Magallanes.

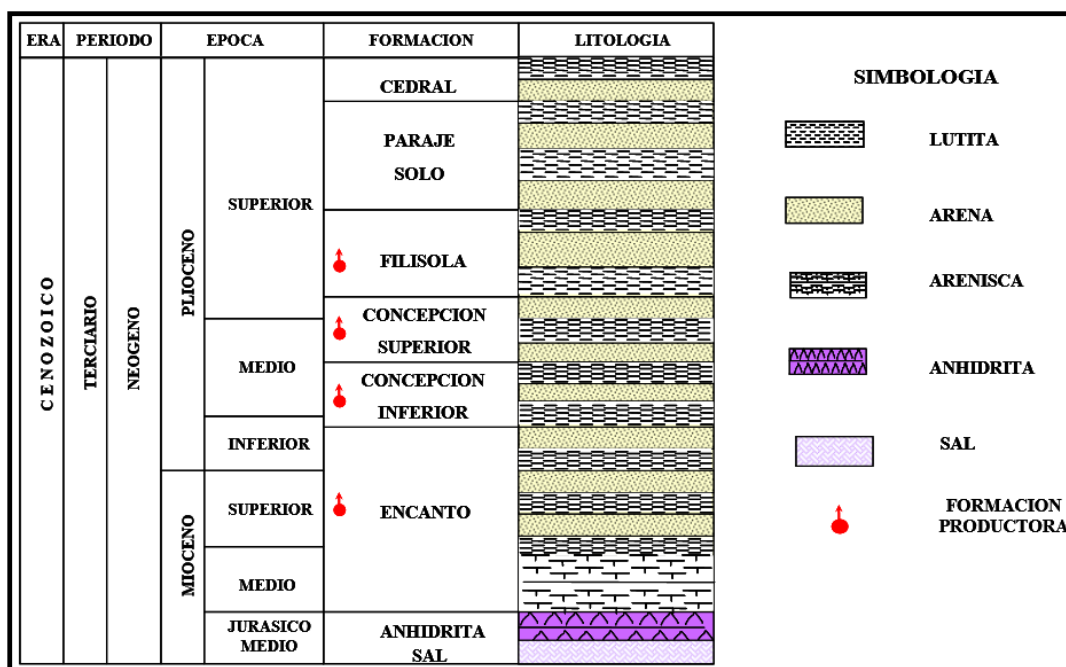


Fig.2.1. Columna Estratigráfica Tipo, Campo Magallanes (Pemex,2007).

2.1.2. GRADIENTES DE PRESIÓN

El gradiente de presión se calcula a partir de métodos analíticos utilizando la información recabada en los trabajos de exploración y correlación de pozos cercanos, considerando características como la densidad de la formación, la presión de los fluidos y la presión de poro. De esta información se obtienen los gradientes de presión de formación y de fractura. Al graficarlos, el espacio generado entre los gradientes es conocido como la ventana de operación del pozo, la cual muestra el intervalo de densidades que se puede utilizar durante la perforación sin dañar la formación.

En la Figura 2.2, se observa una gráfica de los gradientes de presión de fractura y de presión de formación.

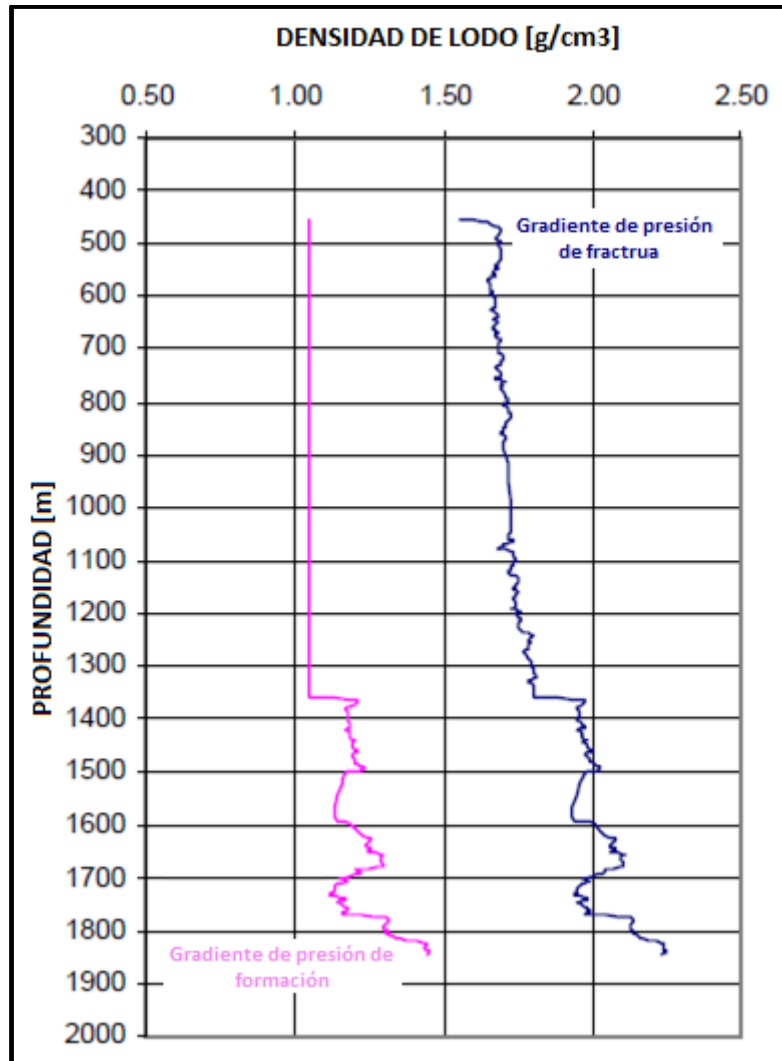


Fig. 2.2. Gradientes de presión de formación y de fractura del Campo Tajín (Omar Mendoza, 2008).

2.1.3. ZONAS DE PRESIÓN ANORMAL

Con la información que se obtiene de los análisis previos de exploración realizados en la zona, se señalan los puntos en los que se pueden encontrar presiones anormales, las cuales pueden ser altas o bajas.

Estas zonas pueden presentarse debido a que estratos o formaciones de la columna geológica contienen fluidos con presiones anormalmente altas o bajas, razón por la cual son marcadas como

zonas de interés, que al ser caracterizadas pueden arrojar información que permita conocer con certeza la razón por la que se presentan variaciones anormales en la presión.

Igualmente la información de campos cercanos puede ayudar a identificar zonas de presión anormal en este pozo, las cuales pueden encontrarse a la misma profundidad que en campos cercanos.

2.1.4. PREVENTORES

Para realizar las operaciones de perforación es necesario contar con equipo que permita mantener la seguridad tanto de las instalaciones como de los trabajadores. Los preventores son una parte fundamental que evita que los flujos inesperados de fluidos provenientes de la formación lleguen a superficie sin control.

Para el correcto diseño y la correcta operación de los preventores es necesario saber el diámetro de las tuberías, así como la presión con la que los fluidos llegarán a la superficie en caso de brote. Esta información se puede inferir con métodos analíticos y de correlación.

2.1.5. TRAYECTORIA DEL POZO

Toma en consideración el acceso que se tiene a la zona, es decir, si el objetivo se encuentra bajo un lugar en el cual es inviable instalar los equipos de perforación se opta por instalarlos en otra ubicación, realizando una perforación direccional para alcanzar el objetivo. Otra razón para optar por este método se puede deber a los posibles obstáculos que presente la perforación para llegar al objetivo con una perforación vertical. Ejemplo de esto pueden ser pescados irre recuperables o fallas en la cementación.

2.1.6. PROGRAMA DE TUBERIAS

Se elabora con el fin de indicar el grado de acero, los diámetros externos e internos, el tipo de fabricación y el rango de las tuberías que se utilizarán durante el proceso de perforación y la etapa producción del pozo.

2.1.6A. TUBERIAS DE PERFORACIÓN

Es utilizada para llevar a cabo los trabajos de perforación del pozo, durante los cuales se encuentra permanentemente sometida a los esfuerzos provocados por las operaciones y los esfuerzos que ejerce la formación sobre ella.

Las principales características que se deben tomar en cuenta al momento de escoger una tubería, son: el grado de acero, el tipo de junta o rosca, el peso por cada pie de tubería, la longitud de la tubería y los diámetros internos y externos. En la Figura 2.3 se muestran tuberías.



Fig. 2.3. Diversos tramos de tubería de perforación, los cuales pueden ser utilizados para alcanzar el yacimiento.

2.1.6B. TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Son las tuberías diseñadas y utilizadas para soportar los esfuerzos y efectos que se presentan en un pozo durante las operaciones de perforación y producción. Las tuberías deben resistir la presión ejercida por los fluidos dentro de ellas, la presión ejercida por la formación y la tensión que provoca el peso de las tuberías sobre sí mismas.

Los puntos o profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento son calculados utilizando métodos analíticos, gráficos o computacionales, tomando en consideración lo siguiente. El primer punto de asentamiento es el punto hasta el cual se baja la tubería conductora, que generalmente no se cementa y su colocación no requiere de una perforación sino de un trabajo de piloteo.

Los siguientes puntos son calculados considerando que el peso de la columna de lodo puede sobrepasar el gradiente de fractura si la longitud de ésta es demasiada, por tal motivo antes de sobrepasar este límite se elige un punto en el cual el peso de la columna de lodo no sobrepase el gradiente de fractura y que esté por encima del gradiente de formación; este punto se elige como un punto de asentamiento y es hasta éste donde se baja la primera sección de tubería, a partir de este punto se repite el proceso considerando que gracias a la presencia de la tubería de

revestimiento se puede utilizar un lodo de diferente peso para seguir con los trabajos de perforación, este proceso se repite hasta llegar al objetivo.

El procedimiento no es tan simple como se relató en el párrafo anterior, se consideran factores de seguridad para evitar contratiempos durante las operaciones, esto requiere el uso de ecuaciones sencillas, pero de una importancia fundamental.

2.1.6C. TUBERIAS DE PRODUCCIÓN

Son utilizadas como medio de transporte de los fluidos hacia la superficie, se diseñan de acuerdo a los resultados obtenidos de un análisis nodal, con el cual es posible saber el diámetro adecuado para optimizar la producción del pozo.

Las tuberías de producción deben ser capaces de soportar la corrosión que se pudiera presentar debido al contenido de los fluidos y su temperatura.

El diseño del pozo siempre comienza de abajo hacia arriba en un pozo productor, es decir, la primera tubería que se diseña es la de explotación ya que el diámetro de esta tubería influirá en la producción y las caídas de presión que se presenten en el pozo.

2.1.7. PROGRAMA DE FLUIDOS

La elección de los fluidos se basa en los gradientes de presión de formación y en las características litológicas de la columna geológica. El peso de la columna de fluido no debe sobrepasar el gradiente de formación ya que de hacerlo se producirá daño a la misma, basándose en esta premisa se calcula la densidad del fluido para no sobrepasar este gradiente.

Los fluidos en la operación de perforación tienen varios usos, como son: lubricación entre la barrena y la formación, enfriar la barrena, sostener y transportar los recortes, contener los esfuerzos presentes en la formación para evitar el derrumbe del agujero. Aunque no solo se utilizan fluidos durante la perforación, también se utilizan en los procesos de limpieza del pozo, al bajar tubería como un reductor de la fricción con la formación, para controlar brotes.

Las características de la formación indicarán el tipo de lodo que se debe usar, ya sea base agua o base aceite, aunque no son las únicas variedades del lodo, sí son las más generales y se pueden variar de acuerdo al contenido de sustancias que mejoren las funciones que estos fluidos deben realizar.

2.1.7A. BASE AGUA

Este tipo de lodo se puede usar para todo tipo de formación, siempre y cuando no reaccione con el agua. Los avances tecnológicos en este tipo de fluidos van encaminados a obtener todas las ventajas que se tienen con los fluidos base aceite pero sin contaminar la zona de trabajo.

2.1.7B. BASE ACEITE

Este tipo de lodo tiene muchas ventajas, ya que los productos utilizados permiten una gran variación en sus composiciones y, por lo tanto, en sus usos, son generalmente utilizados en formaciones que reaccionan con el agua de una forma poco conveniente durante el proceso de perforación, aunque su uso se ha limitado con las regulaciones para protección del medio ambiente.

2.1.8. PROGRAMA DE REGISTROS

De la información previamente obtenida se infieren puntos de interés a lo largo de la trayectoria de perforación, en estos puntos no se tiene una completa seguridad de lo que se puede encontrar por lo que se planea realizar un programa de registros geofísicos de pozos que permita detallar tanto la formación como su contenido de fluidos y algunas otras características. Aunque se busca analizar puntos de interés, los registros se corren no sólo en esa sección sino a todo lo largo de la perforación.

2.1.8A. SELECCIÓN DE REGISTROS

Una parte importante es la selección de registros, y ésta depende de una gran variedad de factores: sistema de lodo, tipo de formación, conocimiento previo del yacimiento, tamaño del agujero y desviación, tiempo y costo del equipo de perforación, disponibilidad de equipo y el tipo de información deseada, también son directamente dependientes del tipo de pozo, en nuestro caso los pozos exploratorios requieren un programa comprensivo de registros a diferencia de los pozos de desarrollo que pueden requerir solamente servicios básicos.

En el caso de los pozos exploratorios existe muy poca información del yacimiento y por este mismo aspecto, necesita un programa de registros que permita obtener la mayor cantidad de información acerca de la estructura subsuperficial, la porosidad del yacimiento, y la saturación de fluidos. La información recabada también servirá para desarrollar los programas de perforación y registros de pozos de desarrollo.

Unos de los registros más comúnmente utilizados son: el registro de potencial espontáneo y el de resistividad, por tal motivo se muestra una gráfica común de estos registros en la Figura 2.4.

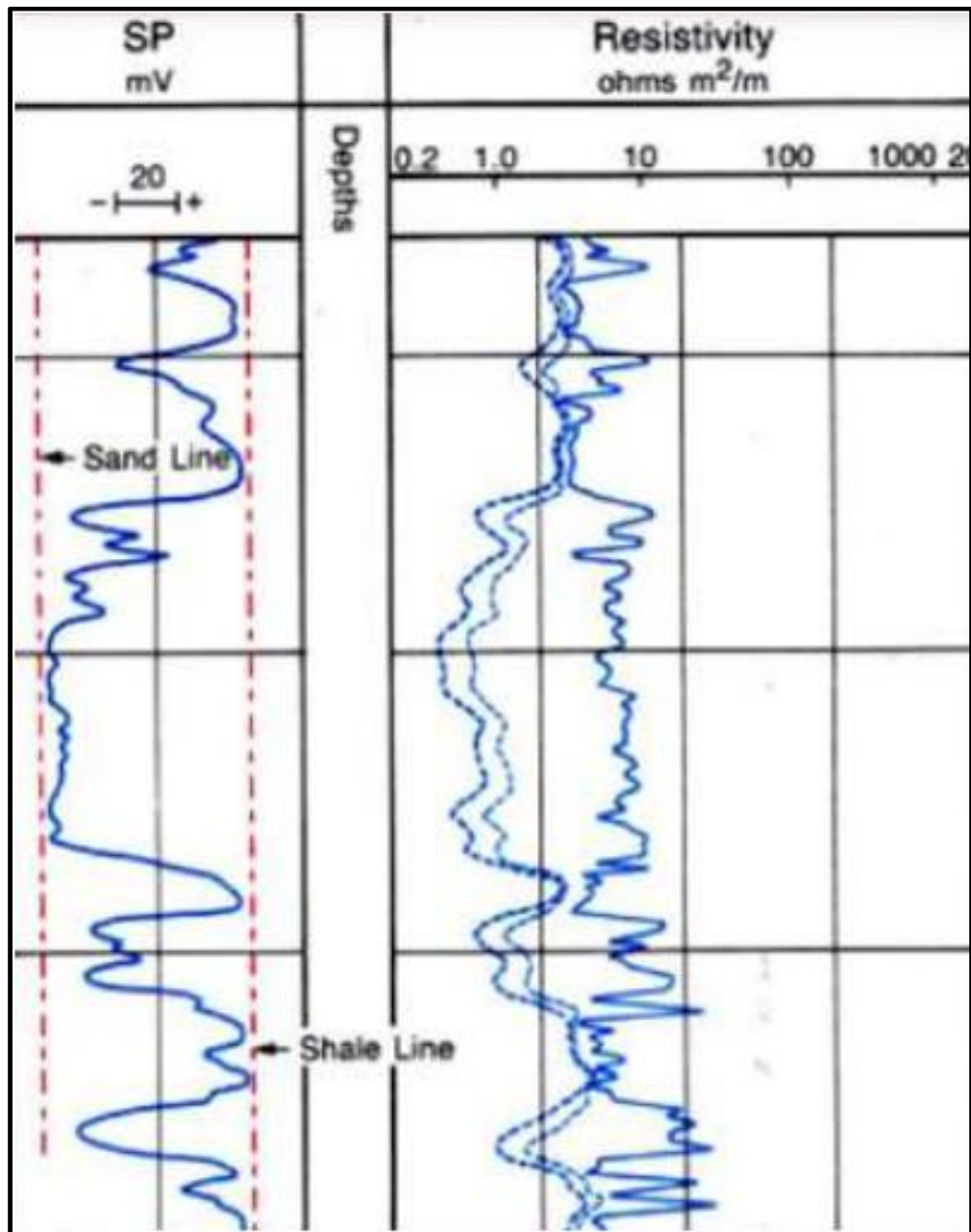


Fig. 2.4. Forma común de los registros SP y Resistividad (Andrés Cabrera, 2005).

2.1.9. PROGRAMA DE BARRENAS

Las barrenas son las herramientas más usadas durante la operación de perforación, se utilizan para triturar o cizallar la formación, para lograrlo es necesario adicionarles peso.

Existen 2 tipos básicos de barrenas: barrenas tricónicas y PDC.

2.1.9A. BARRENAS TRICONICAS

Las tricónicas, como su nombre lo indica, están conformadas por tres conos, los cuales se encuentran unidos al cuerpo de la barrena, estos conos son móviles, rotan sobre su eje y la rotación de la barrena proporcionan la fuerza necesaria para triturar la formación. El cuerpo de la barrena termina en rosca y con ella se conecta a la sarta de perforación. El mantenimiento de estas barrenas consiste en lubricar los cojines donde se asientan los conos y los baleros, si es que éstos no son auto lubricables, así como el reemplazo de los conos desgastados. En la Figura 2.5 se muestra una barrena tricónica.



Fig. 2.5. Barrena Tricónica (Baker Hughes, 2009).

2.1.9B. BARRENAS PDC

Las barrenas PDC no cuentan con partes móviles, son solo una estructura metálica con incrustaciones de diamante o imitación de diamante en formas circulares, estas barrenas son muy caras debido a su composición y se utilizan para formaciones muy duras, las cuales no es posible triturar con barrenas tricónicas.

Las barrenas PDC no Trituran la formación, sino que la van desgastando hasta atravesarla; como las tricónicas, requieren que se les cargue peso para poder funcionar óptimamente. Debido al alto costo de estas barrenas se debe prolongar su vida útil lo más posible, por lo tanto, se le pueden girar los diamantes para que cizallen con el lado menos gastado y así continuar trabajando.

En la Figura 2.6 se muestra una barrena PDC, en la cual se señalan la estructura de corte y los cortadores.



Fig. 2.6. Barrena PDC(Baker Hughes, 2009).

2.1.9C. BARRENAS NUCLEADORAS

Como su nombre lo indica, son utilizadas para la toma de núcleos. Los cortadores de la barrena desgastan la formación de tal manera que se crea un cilindro de roca dentro de la barrena, el cual es extraído para su posterior análisis.

Estos núcleos pueden ser recobrados de forma tal que se conserven los fluidos que contiene, que preserven sus propiedades de presión y temperatura o que sean extraídos sin preservación alguna. En la Figura 2.7 se muestra una barrena nucleadora convencional.



Fig. 2.7. Barrena Nucleadora Convencional (Baker Hughes, 2009).

La selección de las barrenas se basa principalmente en el tipo de formación que se espera encontrar durante la perforación o el propósito para el cual son requeridas, esta información se conoce por los métodos de exploración y correlación aplicados en la zona. Es importante recalcar

que este programa no es definitivo ya que si se presentan condiciones anormales como incrustaciones o un tipo de formación diferente al esperado, las barrenas se tendrán que cambiar para poder seguir con las operaciones.

2.1.10. PROGRAMA DE NÚCLEO

Los núcleos que se tomarán en el pozo en perforación provendrán de profundidades en las cuales se quiere ampliar la información de las rocas o de zonas donde se prevé la presencia de fluidos hidrocarburos.

En casos en los que existen pozos anteriores, de los cuales se tiene información, la toma de núcleos se basa en la información que éstos proporcionan. En la Figura 2.8 se presentan ejemplos de núcleos cortados.



Fig. 2.8. Secciones de núcleos limpias y acomodadas para su análisis, ya sea en el pozo o en el laboratorio.

2.1.11. PROGRAMA DE PRUEBAS

Se detallan los tipos de pruebas que se llevarán a cabo en el pozo durante y después de los procesos de perforación, cada prueba que se realiza se fundamenta con la información que se tiene con el fin de ampliarla con el detalle requerido.

2.1.12. TERMINACIÓN

Es necesario establecer en el programa de perforación, el tipo de terminación que se requerirá al finalizar el proceso de perforación, ya que dependiendo de esta selección se realizarán acciones adicionales, como pueden ser: una cementación más, disparos a la tubería, colocación de dispositivos que eviten el colapso de la formación.

La información para este punto se basa tanto en los datos recabados por la exploración como en la correlación de otros pozos.

2.1.13. ESTADO MECÁNICO DEL POZO

Muestra esquemáticamente el pozo, indicando las tuberías, profundidades de asentamiento, tipo de terminación y zona de disparos. Está basado en la correlación de pozos vecinos y se utiliza la información obtenida en el área para afinar algunos detalles.

La estructura del pozo terminado tendrá una forma telescópica, es decir, el diámetro de la tubería más profunda será el menor y el de la más somera, el mayor, como se muestra en la Figura 2.9.

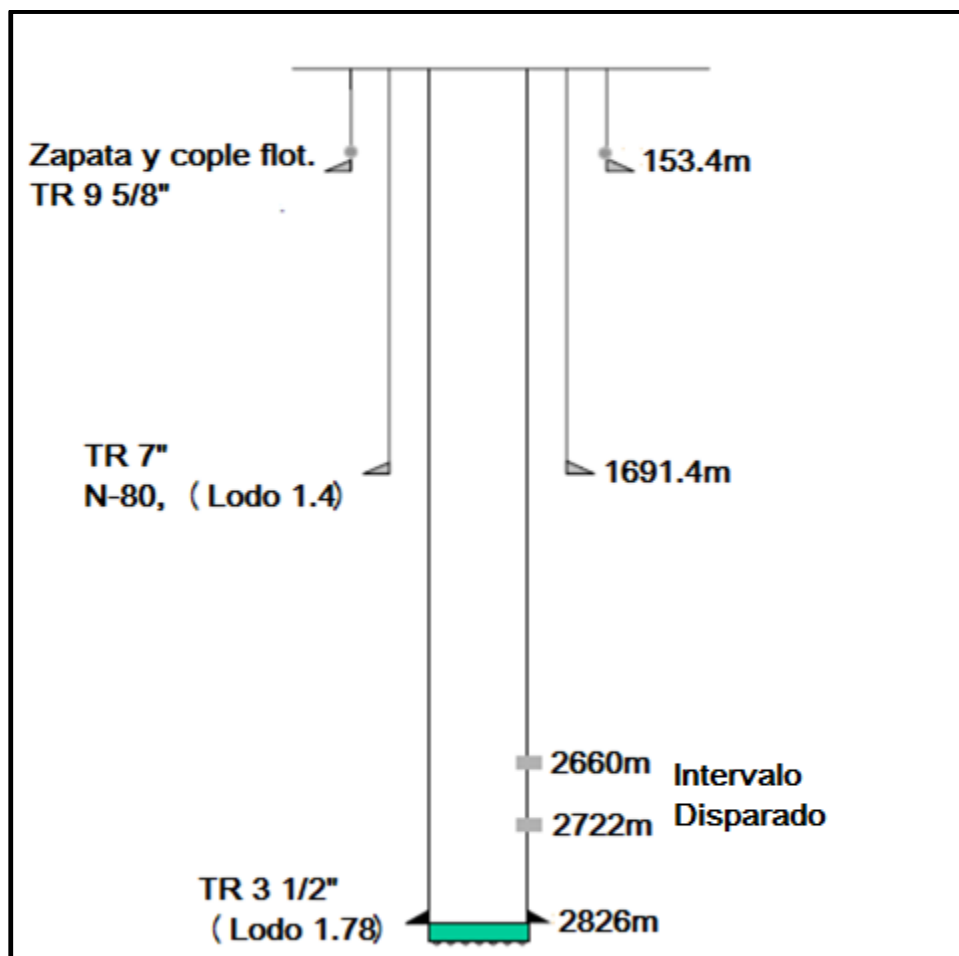


Fig. 2.9. Ejemplo de estructura telescópica de las tuberías de revestimiento de un pozo (Pemex, 2006).

2.1.14. PROCESO DETALLADO DE PERFORACIÓN

Se detallan todos los procesos que se llevarán a cabo en cada etapa de la perforación.

En cada etapa se detallan los fluidos que se utilizarán, los diámetros y tipos de tubería, el tipo de cemento, el tiempo aproximado de perforación de cada etapa, las barrenas, los inconvenientes que se puedan presentar durante las operaciones de perforación, los registros geofísicos que se correrán, así como las pruebas y el núcleo que se llevarán a cabo.

2.1.15. ASPECTOS DE SEGURIDAD

Se detallan las acciones a llevar a cabo durante la operación y manejo de las herramientas de perforación para mantener la seguridad de los trabajadores y del equipo. Se indica el equipo de seguridad que deben portar los trabajadores, así como las áreas en donde éstos deben extremar precauciones.

2.1.16. PROTECCION AMBIENTAL

Existen normas que regulan el nivel de contaminantes que se pueden verter en áreas determinadas, materiales con restricciones de uso en diversos lugares, niveles máximos de componentes que se pueden disolver en agua o mezclar en el aire. Estas normas deben seguirse durante los procesos petroleros realizados a nivel mundial, no todos los lugares tienen la misma normatividad, por lo que en cada uno se seguirán las normas establecidas.

2.2. ADQUISICION DE LA INFORMACIÓN

Para la elaboración del programa de perforación es necesario conocer el área de interés lo más detalladamente posible ya que este conocimiento permitirá disminuir los riesgos durante la operación de perforación y minimizar los costos de la misma, para lograrlo es necesario llevar a cabo operaciones de recolección de datos en la zona de interés, también se utilizan métodos de correlación de información de pozos vecinos para conocer la geología del subsuelo.

2.2.1. SÍSMICA

Se utiliza para conocer o estimar la columna estratigráfica, con este procedimiento se puede obtener información de bases y cimas de estratos, incrustación de formaciones extrañas, posibles zonas productoras, tipos de litología, fallas y trampas.

En esta operación se requiere crear ondas que viajan a través de la formación, en cada cambio de litología una parte de la onda que viaja rebota (se refleja) a la superficie y es registrada por un receptor. Dependiendo de las mediciones, se puede inferir qué estructura es la que se está atravesando, siendo posible modelar una columna geológica, la estructura de la formación y zonas de interés que pudieran contener fluidos, domos salinos entre otras estructuras geológicas cuya presencia podría generar un cambio en los planes de la perforación.

Existen dos principales lugares donde se obtiene información: en el continente y en el lecho marino. En ambos lugares el funcionamiento es el mismo, solo varían métodos para la creación de ondas y los dispositivos que registran las ondas que regresan.

En tierra firme se utilizan camiones con una placa metálica o cargas explosivas para producir ondas y los aparatos receptores son conocidos como geófonos que miden el tiempo que tarda la señal en regresar a la superficie, éstos están instalados en la misma superficie en la que se producen las vibraciones, por lo cual los arreglos de fuentes y geófonos deben ser diseñados con la intención de mitigar el ruido que se pudiera reflejar.

En el lecho marino se utilizan barcos, los cuales arrastran grandes tramos de cables que contienen hidrófonos espaciados a lo largo de ellos. Los hidrófonos que miden variaciones de presión en el medio son los receptores en este caso, mientras que las vibraciones son producidas por pistolas de aire que se disparan hacia el lecho marino.

Dependiendo de los arreglos de fuentes y receptores que se coloquen en la zona de interés la información obtenida puede variar consiguiendo mayor o menor detalle. Es posible obtener modelos sísmicos en dos dimensiones o tres dimensiones, este último se consigue con la combinación de varios modelos bidimensionales.

Es importante recalcar que la información obtenida en los receptores tiene que ser procesada para su correcta interpretación. En la Figura 2.10 se puede observar en el lado izquierdo la imagen sísmica procesada y en lado derecho la imagen después del proceso de interpretación, señalando las cimas de los estratos.

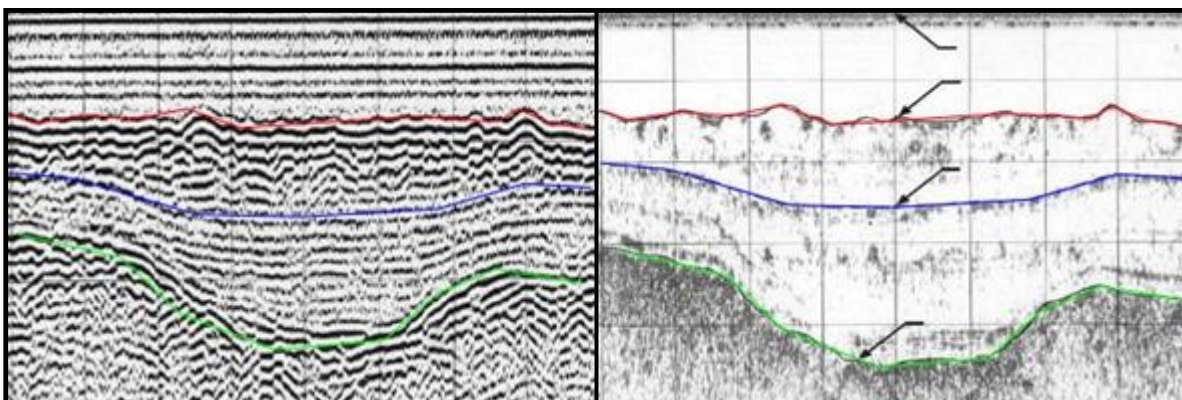


Fig. 2.10. Ejemplo de una imagen sísmica antes (izquierda) y después (derecha) de interpretar los datos (ALH Geofísica, 2007).

2.2.2 CORRELACIÓN DE DATOS

Con base en la información que se obtiene de pozos y campos cercanos al pozo que se pretende perforar se infieren tanto zonas de interés como cimas y bases de las estructuras.

Los pozos de correlación son pozos ya perforados que se encuentran en una región o área cercanas a la que se desea conocer, por lo que se asume que los procesos de depositación en la zona de interés pudieran ser los mismos, y por lo tanto la formación objetivo sería la misma, aunque cambie de ubicación. No siempre sucede que a lo largo de una zona muy grande los ambientes de depositación sean homogéneos, siempre existirán algunas variaciones, pero algunos eventos geológicos grandes pueden marcar tendencias que serán fácilmente localizadas y a partir de ellas se establecen las correlaciones geológicas entre pozos.

No sólo la parte geológica se correlaciona en estos casos, debido a la similitud de los aspectos estratigráficos y estructurales, las técnicas y herramientas que se utilizarán en la perforación del pozo en cuestión serán iguales o muy parecidas, por este motivo se podrán usar, a menos que se conozca la existencia de condiciones que lo impidan, los mismos tipos de preventores, tuberías, conexiones, así como de fluidos de perforación.

2.3 INFORMACIÓN QUE APORTA A LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

Esta parte referente a la planeación de un pozo no aporta información directa para el proceso de caracterización del yacimiento ya que es un procedimiento más bien informativo y como se mencionó antes sirve más como una guía para perforar el pozo. Puede aportar información pero esta no será siempre exacta, ya que proviene de los métodos de exploración en la zona y correlación de pozos vecinos. La información utilizada para la planeación de la perforación del pozo puede coincidir con la que en verdad se obtiene de otros procesos que involucran la intervención real en la formación, como pueden ser el proceso de perforación, toma de muestras y análisis de muestras en laboratorio.

2.4 APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La información recabada en este proceso es prácticamente útil sólo en términos de planeación. Se usa para optimizar los recursos económicos, técnicos y personales durante la operación de perforación del pozo.

Un programa de perforación aporta mucha información para la perforación de nuevos pozos en zonas vecinas o de desarrollo debido a que las características del subsuelo son prácticamente las mismas por coincidir en el espacio geológico; existirán casos en que el programa cambie, pero esto solo será causado por condiciones o características fuera de lo esperado al perforar el pozo.

3. INFORMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE PERFORACIÓN

La recopilación de información en un pozo descubridor de un nuevo yacimiento siempre va a ser de mucha importancia por el desconocimiento que se tiene de la nueva área y por lo tanto se necesita una obtención de información precisa para realizar la buena aplicación de ella. La perforación del pozo descubridor es un proceso que proporciona gran cantidad de información y requiere varios equipos para su realización, la parte más importante de dicho equipo es la torre de perforación, la cual se muestra en la Figura 3.1.

La conclusión de los procesos de perforación proporciona el primer contacto físico con los fluidos del yacimiento y permite la adquisición de información como la siguiente:

- Muestras de canal.
- Registro continuó de hidrocarburos.
- Núcleos.
- Registros geofísicos especiales.
- Pruebas de presión-producción.
- Muestras de aceite para análisis PVT.
- Muestras de agua de formación para análisis químico.

De esta información se puede sacar una gran cantidad de parámetros necesarios para la caracterización estática.



Fig. 3.1. Torre de perforación (Tecmaco, 2014).

3.1. OBJETIVOS DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

El objetivo de la perforación de un pozo petrolero es construir un ducto desde el yacimiento hasta la superficie que permita la explotación de los hidrocarburos. Los datos obtenidos de la perforación del primer pozo en un yacimiento, son los que darán pie y estructuración de programas de perforaciones de otros pozos en el yacimiento que se empieza a desarrollar. A partir de la información recopilada durante la perforación del pozo exploratorio también se obtienen parámetros para iniciar la caracterización del yacimiento.

En general, de las diversas operaciones que se realizan durante la perforación de pozos normalmente se obtiene información, como la siguiente.

- Profundidad del yacimiento.
- Columna litológica.
- Porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.
- Permeabilidades relativas.
- Saturación residual de aceite.
- Mojabilidad.
- Presión en el volumen poroso.
- Contacto agua aceite.

3.2. PERFORACIÓN

Perforación es la actividad que permite confirmar la información que las operaciones de exploración suponen, es decir, la existencia de un yacimiento en alguna formación del subsuelo. El objetivo principal al perforar es generar un medio de comunicación que permita la libre circulación de los fluidos entre la superficie y el yacimiento o al contrario, así como permitir realizar las maniobras necesarias con accesorios y herramientas dentro de este espacio para facilitar las operaciones de toma de información e implantar los procedimientos que se requieran para obtener una buena producción.

La perforación de un pozo se basa en un programa de perforación preestablecido, el cual indica los procedimientos a seguir, siendo que muchas veces no se ejecuta al pie de la letra, ya que durante las operaciones de perforación se presentan condiciones distintas a las esperadas, por lo que es necesario adaptar el plan a tales condiciones.

Un proceso de perforación no consiste únicamente en atravesar las formaciones, es necesario asegurar que el conducto creado soporte cualquier tipo de operación que se realice en su interior, por lo que el pozo debe acondicionarse para asegurar su continuidad en todo momento; para lo anterior, se utilizan los fluidos de control, las tuberías de revestimiento y los procedimientos de cementación.

Los trabajos a realizar en perforación siempre se dividen por etapas, cada etapa de un diámetro más pequeño que el anterior, generando un patrón telescópico invertido como el mostrado en la Figura 3.2. Por esta razón, en cada etapa es necesario cambiar los equipos, accesorios y herramientas utilizados por unos de menor diámetro para la siguiente etapa.

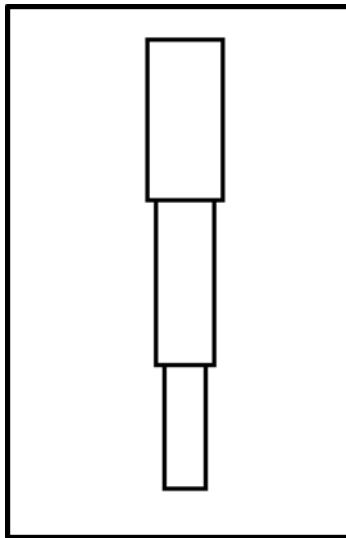


Fig. 3.2. Patrón telescópico invertido generado por el asentamiento de las tuberías de revestimiento.

3.2.1. ETAPAS DE PERFORACIÓN

Las etapas que generalmente se consideran son tres: superficial, intermedia y de producción.

3.2.1A. ETAPA SUPERFICIAL

Durante esta etapa es necesaria la instalación de una tubería conductora, la cual permite el libre acceso de las herramientas y accesorios que se necesitaran en las operaciones posteriores. Es necesario asegurar durante esta etapa la no contaminación de mantos acuíferos.

3.2.1B. ETAPA INTERMEDIA

En esta etapa se debe asegurar la resistencia de las tuberías a los diferentes esfuerzos que ejerce la formación en el pozo, ya que es aquí donde se producen los mayores efectos de deformación.

3.2.1C. ETAPA DE PRODUCCIÓN

Durante esta etapa es necesario asegurar la resistencia a la corrosión y el desgaste de las tuberías y herramientas ya que en esta etapa los fluidos del yacimiento se encuentran a altas presiones y temperaturas en contacto directo con las tuberías y herramientas utilizadas en los procesos de perforación y producción.

3.2.2. OPERACIONES GENERALES DE PERFORACIÓN

Las operaciones que se realizan en cada una de las tres etapas de perforación son muy parecidas y en forma resumida se indican algunas de ellas.

3.2.2A. PERFORACIÓN DE INTERVALO

Se perfora el intervalo deseado. Durante esta operación se utiliza un fluido de control diseñado especialmente para esta etapa, como se muestra en la siguiente Figura 3.3.

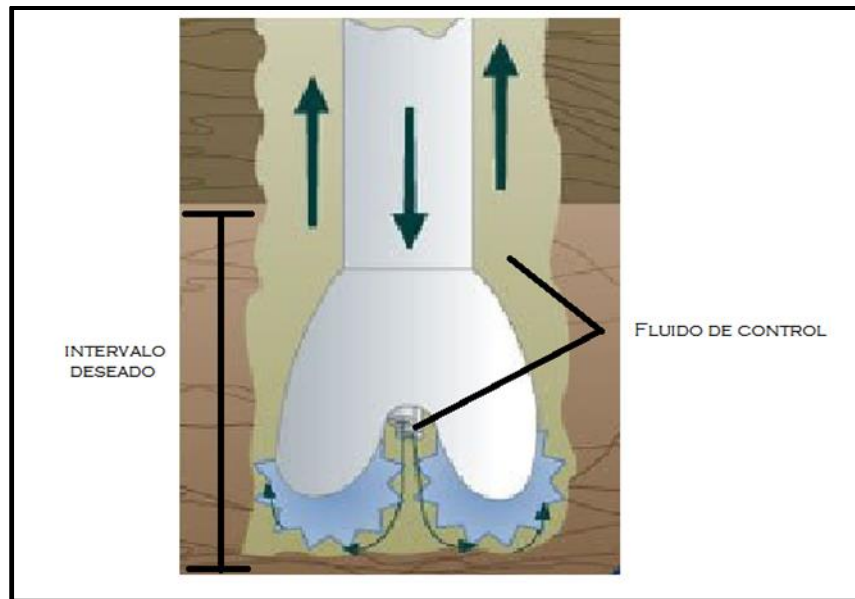


Fig. 3.3. Fluido de control.

3.2.2B. LIMPIEZA DE AGUJERO

Una vez perforado un intervalo es necesario lavar el pozo para evitar la acumulación de residuos en su interior y disminuir la probabilidad de generar problemas en las operaciones siguientes.

3.2.2C. INTRODUCCION DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El pozo está expuesto a diversos problemas, como pueden ser el brote de fluidos o el derrumbe de las paredes del pozo, por estos motivos es necesaria la introducción de tubería, que proporcione el soporte que necesitan las paredes del pozo para evitar su derrumbe o el brote de fluidos en el intervalo recién perforado.

3.2.2D. CEMENTACIÓN DE TUBERÍA

Las tuberías por sí solas presentan resistencia a las fuerzas que la formación ejerce sobre el pozo, pero es necesario proporcionar un soporte extra, éste lo da el cemento, que es inyectado para que forme una capa rígida entre las formaciones y la tubería que de tal soporte.

Aunque estas cuatro operaciones se realizan en cada etapa de perforación, no son las únicas que se llevan a cabo, cada etapa tiene operaciones que no se ejecutan en ninguna otra ya que buscan objetivos distintos. Estas operaciones también pueden variar, dependiendo del medio en el cual se trabajen.

Hasta que se realizan los trabajos de perforación la información se recaba con métodos directos, Durante estos procedimientos se recopilan diversos datos aplicables para la caracterización del yacimiento, ya sea por la toma de muestras y toma de registros o por las condiciones que presentan durante los trabajos que se realizan. A continuación se detalla la información que es posible conseguir y las fuentes de las que proviene.

3.3. INFORMACION DE LA OPERACIÓN DE PERFORACION DEL POZO

En las operaciones de perforación, la adquisición de datos para la caracterización del yacimiento, no es tan contundente como generalmente se piensa. Los datos importantes son provistos por los análisis realizados a las muestras que se adquieren durante las operaciones de perforación, como lo son: la toma de núcleos, la recuperación de muestras de fluidos y las pruebas realizadas a la formación.

Durante la perforación, la información que es posible obtener proviene del análisis de los recortes, del desgaste de barrenas, de la pérdida de fluidos de control o de la aportación de fluidos del yacimiento que permiten la identificación de zonas de interés, las cuales son analizadas más a detalle junto con las operaciones mencionadas en el párrafo anterior.

3.3.1. VELOCIDAD DE PENETRACIÓN

Se refiere a la velocidad con la que la barrena atraviesa una formación; tal velocidad cambia dependiendo del tipo de formación y de la presión a la que esté sometida por lo que es necesario variar algunos de los parámetros de las operaciones de perforación para mantener un ritmo constante de penetración, por ejemplo, aumentar o disminuir el peso aplicado a la sarta de perforación durante las operaciones que se realizan.

La velocidad de penetración es el resultado de la relación distancia, tiempo. Y la distancia recorrida depende en gran medida de la litología de la formación a perforar.

Una formación demasiado dura requerirá del aumento de peso, mientras que una formación plástica necesitará de la disminución del peso aplicado. En algunos casos, ya sea con formación dura o plástica será necesario un cambio de barrena.

En el caso de que la formación sea demasiado blanda o que se comporte plásticamente, el método que ayudará a mejorar el ritmo de penetración puede ser la disminución del peso o el cambio por una barrena con aspas; ésta no triturará o cizallará la formación, sólo la removerá, aumentando el ritmo de penetración.

Cabe mencionar que generalmente este tipo de barrena se usa para colocar la tubería conductora, aunque en casos en que la formación presente intrusiones, como son los domos salinos, también puede ser utilizada.

Con un estudio geológico previo acerca de la formación perforada se pueden reafirmar los intervalos litológicos y es un importante indicador de las anomalías que se pueden encontrar, tales como: fallas estructurales, domos salinos, cavernas, cambios de litología inesperados.

La velocidad de penetración es un indicador que también permite conocer zonas de presión anormal, siempre y cuando ciertas condiciones de perforación, como las siguientes, se mantengan constantes:

- Parámetros de perforación (tipo de barrena, peso sobre barrena, velocidad de rotaria, presión de bomba).
- Propiedades reológicas del lodo de perforación, especialmente densidad y viscosidad.

Un incremento en el ritmo de penetración, cuando la presión de formación es menor que la ejercida por el lodo, se interpreta como la existencia de una zona de presión anormal. En las lutitas normalmente compactadas, la velocidad de perforación disminuye con la profundidad, debido a la compactación y al aumento de la presión diferencial.

En la Figura 3.4 se representa un ejemplo de registro de velocidad de perforación.

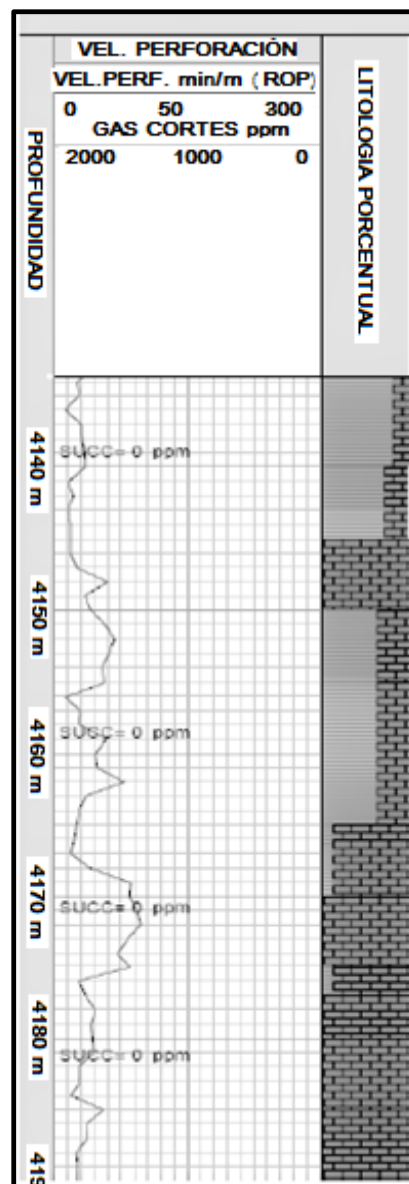


Fig. 3.4. Registro de velocidad de perforación (Mudlogging Company México, 2010).

3.3.2. ZONAS DE PRESION ANORMAL

Durante las operaciones de perforación, en el pozo se podrán detectar zonas de presión anormal, éstas generarán diferentes acontecimientos, como pueden ser: la pérdida de fluidos al encontrar una zona de presión anormalmente baja o un brote en el caso de encontrar una zona de presión anormalmente alta.

Cabe mencionar que los cambios de presiones están ligados a cambios de temperatura y permeabilidad de los yacimientos, atribuibles a cambios mineralógicos de las formaciones y por consiguiente, a cambios laterales o verticales de facies y planos de falla.

La caracterización estática ayuda mucho a prevenir los problemas que pueden generar las geopresiones, construyendo un perfil de geo presiones, una mala caracterización podría generar contaminación en el entorno ecológico, incluso la pérdida de reservas de hidrocarburos, el conocer la ubicación estratigráfica de la zona geopresionada, en conjunto con la ubicación geológica en donde se encuentra el yacimiento es una fuente de información que ayudará a confirmar la caracterización. Este tema toma gran importancia en nuestro país, debido a que las formaciones con presiones anormales se encuentran en un rango de edades geológicas que van desde el Terciario hasta el Jurásico, desde profundidades aproximadas a los 300 metros hasta más de 5 000 metros en zonas terrestres como en zonas de costa fuera ubicadas en nuestro territorio nacional.

3.3.3. MOMENTO DE TORSIÓN APLICADO A LA TUBERÍA

El momento de torsión aplicado a la tubería de perforación aumenta gradualmente con la profundidad, otra causa son las lutitas bajo compactadas, las cuales tienden a disminuir el diámetro del agujero, aumentando la fricción y con ello el momento de torsión. Además, la presencia de recortes en el espacio anular tiende a impedir el movimiento de rotación de la tubería de perforación. El momento de torsión, más que proporcionar información para la caracterización, con base a su experiencia los ingenieros a cargo de la operación, pueden definir:

- Aproximaciones de las profundidades alcanzadas.
- Estratos de lutitas bajo compactadas.

En la Figura 3.5 se muestra un ejemplo del efecto del momento de torsión en la tubería.

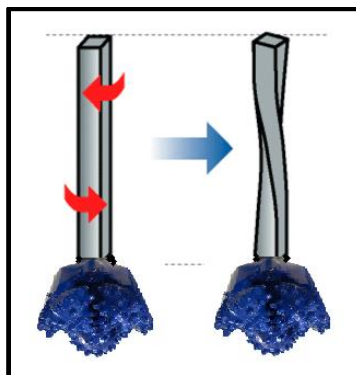


Fig. 3.5 Momento de torsión en la tubería.

3.3.4. INDICADORES EN EL LODO DE PERFORACIÓN

3.3.4A. PRESION DE BOMBEO DEL LODO

Observando la presión de bombeo, puede determinarse indirectamente la entrada de fluidos de las formaciones hacia el pozo al perforar una zona con presión anormal alta. La entrada de fluidos de menor densidad que la del lodo en el espacio anular, reduce la presión hidrostática presentándose un efecto de tubo en “u”, éste se manifiesta inmediatamente como una disminución en la presión en el manómetro de salida de la bomba, y aumento de presión en el lodo que sale del pozo, este efecto se presenta solamente si se perfora la zona con una densidad de lodo menor que la densidad equivalente a la presión de formación.

3.3.4B. INCREMENTO EN EL VOLUMEN DE LODO

Durante la perforación, cuando se observa en las presas un incremento en el volumen de lodo y aumento de flujo en la línea de flote, y no es igual a lo que entra por el stand pipe, como el sistema que se muestra

en la Figura 3.6, significa que se tiene aportación de fluido de la formación al pozo. Inmediatamente se para la bomba, se levanta la sarta unos cuantos metros y si el flujo continúa, se tendrá que examinar si existen intervalos productores que no se tomaron en cuenta y están aportando algún tipo de flujo resultado de una mala caracterización inicial, por lo que el procedimiento a seguir sería analizar el intervalo relacionado con el incremento de flujo o tal vez sea el caso que se esté frente a una zona geopresionada. En el análisis de ambos casos, proporcionará un nuevo dato para la caracterización estática del yacimiento.

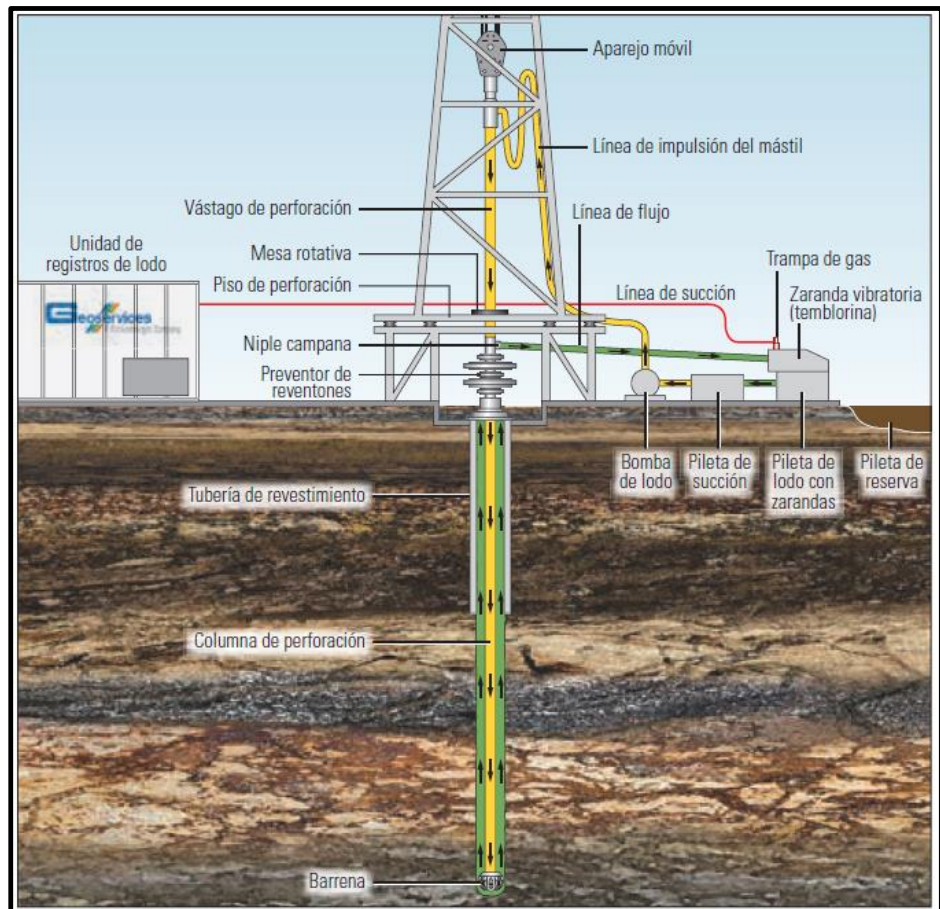


Fig. 3.6. Sistema de circulación de lodo (Schlumberger,2012).

3.3.4C. PERDIDAS DE LODO.

Las pérdidas de lodo o también llamadas pérdidas de circulación se definen como la pérdida total o parcial del fluido de control, hacia una formación muy permeable. Es un problema común en la perforación de pozos y se manifiesta cuando por el espacio anular no retorna parte o todo el lodo bombeado por la tubería de perforación. Para este problema se necesitan dos condiciones principales:

- Una formación muy permeable
- Una presión diferencial a favor del pozo, (presión hidrostática suficientemente mayor que la presión de formación para que se produzca un flujo hacia la formación).

En consideración al primer punto mencionado, es importante señalar que la existencia de formaciones permeables, también llevan consigo la posibilidad de encontrar cavernas o fracturas en la formación, datos que sirven de una manera directa para la caracterización estática de la formación del yacimiento, la pérdida de fluidos también es clasificada de acuerdo a la profundidad:

- Pérdidas superficiales.
- Pérdidas profundas.

Las pérdidas de tipo superficial generalmente se producen en formaciones no consolidadas que se encuentran a poca profundidad y se caracterizan por la aceptación de grandes cantidades de lodo, en cambio, las pérdidas de tipo profundo se tienen en formaciones más duras pero con grandes fisuras o cavernosas.

Por otro lado, las pérdidas de presión son indicadores de zonas de baja presión, éstas pueden generar una pérdida de los fluidos de control ya que la columna de fluido generará una presión que será demasiado alta para la formación, por lo que la diferencia de presión en este caso tendrá como resultado la entrada de los fluidos a la formación. Dependiendo de la diferencia de presiones, la pérdida de fluidos puede ser despreciable en caso de que la diferencia de presión sea poca o puede ser una pérdida bastante considerable en el caso de que la diferencia de presión sea importante, como se muestra en la Figura 3.7.



Fig. 3.7. Pérdidas de lodo.

3.3.4D. REGISTROS DEL LODO

El registro de los fluidos de perforación se obtiene como función de la litología, temperatura, hidráulica, tipo de pozo (exploratorio, desarrollo, delimitador), perfil del agujero, programa de diámetro de agujero y tuberías de revestimiento, profundidad del pozo, logística, daños a la formación y restricciones ambientales.

Los fluidos de perforación deben de ser preparados con las propiedades y características apropiadas para todas las operaciones que se realizarán considerando los costos de los mismos. Durante la intervención del pozo se lleva un registro de tales fluidos con la finalidad de ir monitoreando su comportamiento y comparándolo con las estadísticas de pozos vecinos.

Los reportes de dichos fluidos describen las características físicas y químicas del sistema de lodos, los cuales se hacen diariamente. En la Tabla 3.1 se muestra un resumen del reporte de fluidos de perforación.

Los registros de lodo incluyen la medición de su contenido de gas natural. Cuando las formaciones atravesadas contienen gas y la presión ejercida por el lodo no es suficiente para evitar el flujo de gas, entonces éste se incorpora al lodo y se mantiene en suspensión coloidal.

Estas incorporaciones se dan por las siguientes causas:

- Condiciones de desbalance.
- Gas que se desprende de los recortes a medida que se perfora.
- El efecto émbolo que se origina cuando se hacen las conexiones.
- Aire que queda en el cuadrante (Kelly bushing) o en la tubería cuando se hace una conexión.

Se debe tener precaución con este tipo de problemas (las gasificaciones), ya que cuando se vuelven incontrolables provocan los reventones o crean peligro de incendio. Los problemas de gasificación no son totalmente infructuosos, ya que proporcionan información de la existencia de hidrocarburos movibles; sólo resta averiguar si es comercial su explotación. Estos problemas son muy comunes en pozos exploratorios.

MATERIALES Y CONCEPTOS	TUBO CONDUCTOR TR24" BNA 30"		PRIMERA ETAPA T.R.16" BNA 22"		SEGUNDA ETAPA T.R.103/4" BNA 14 3/4"		TERCERA ETAPA T.R.75/8" BNA 9 1/2"		CUARTA ETAPA T.R.5" BNA 57/8"		TOTAL			
	CANTIDAD		CANTIDAD		CANTIDAD		CANTIDAD		CANTIDAD		CANTIDAD			
BARITA												TOM		
DIESEL					87.0611	MB		34.36	MB		6980.95	MB	710292	MB
OXIDO DE CALCIO														
SECUESTRANTE H2S														
CONT. CIA. DRILLINGFLUIDS ML														
DBT. CELULOSICO MED														
DBT. CELULOSICO FINO														
AGUAQUIM														
SUBTOTAL MAT. QUIMICO (COSTO)													7102.92	
TIPO DE LODO Y DENSIDAD	BENT. 1.08		KLA-GARO 1.25		E.I.DENS 1.47		EIDENS 1.55		EIDEN.090-.089					
VOLUMEN RECIBIDO Y COSTO		MB	129	MB	104.5	MB	597	MB	7775.95	MB	9547.45	MB		
VOLUMEN ENVIADO Y COSTO	129	MB	140	MB	60	MB	131	MB	395	MB	855	MB		
VOLUMEN PERDIDO Y COSTO	140	MB	315	MB	787.5	MB	366	MB	7380.9	MB	8888.49	MB		
SERV. INT. FLUIDO MANITTO. E.T. (CIAMI.)									1741.73	MB	1747.73	MB		
ATN. TECNICA POR MANITTO. (CIA. MI.)									43	D	43	D		
CONTRATO INT. DE FLUIDO CIA'S (MI.)	50	MTS	850	MTS	2200	MTS	840	MT	392	MTS	4332	MTS		
MATERIAL CONTINGENCIAS (LODOS/P)									160	MB	160	MB		
SERV. INT. ATN. TECNICA	3	D	13	D	34	D	40	D	35	D	125	D		
BARITA PROPORCIONADA POR CIA.	6.3.3	TON	260.19	TON	516.99	TON	787.1	TON			1628.13	TON		
CONT. CIA. CONTROL SOL COMSERTEC	8	D	13	D	34	D	40	D	79	D	174	D		
SERV. MANITTO GRAL. EQ. CONV. CONT. SOL								SERV	1	SERV	1	SERV		
SERV. LIMPIEZA INT./EXT. DE TUBERIA					35	D	35	D			70	D		
SERV. RETROSCAVADORA			90	D	8	D					17	D		
COSTO SANEAMIENTO DE RECORTES														
SUBTOTAL SERV. POR CONTRATOS														
FECHA INICIO Y TERMINO	17/01-19/01		20/01-1/02		2/02-7/03		8/03-16/04		17/04-25/05					
METROS PERF Y DESVIADOS	50	MTS	850	MTS	2200	MTS	840	MTS	590	MTS	4530	MTS		
COSTO POR METRO PERFORADO														
RECORTES TRANSPORTADOS VIAJES														
AGUA RESIDUAL TRANSPORTADA									1	VIAJ	1	VIAJ		
COSTO POR TRANSP. MA. LODO DIESEL														
SUBTOTAL SERVICIOS DE APOYO														
PROBLEMAS*														

Tabla 3.1. Resumen de reporte de fluidos de perforación (PEMEX, 2008).

3.3.5. INCREMENTO DE RECORTES (VOLUMEN, FORMA Y TAMAÑO DEL RECORTE)

En este análisis se hace un apoyo en lo que es la experiencia, por la entrada a la zona sobre presionada puede caracterizarse por un incremento en la velocidad de penetración. Como resultado, habrá un incremento en volumen de recortes en las temblorinas. Adicionalmente, la forma y el tamaño de los recortes cambiarán. En la zona de transición, la forma del recorte es pequeño con tendencia angular, mientras que en la zona de presión normal es redondeado. Además, los recortes de las zonas sobre presionadas pueden ser usualmente largos y generalmente en apariencia en formas planas, astilladas y grandes. El incremento de recortes depende de tres factores:

- La importancia de la longitud del agujero perforado abajo del punto de balance de las presiones hidrostática de lodo y de formación.
- La magnitud de la presión diferencial en el agujero.
- La magnitud del incremento en el ritmo de penetración.

Los recortes, son lavados y secados para posteriormente ser examinados con un microscopio para realizar descripciones litológicas. La Figura 3.8 ilustra una muestra típica con una combinación de tipos de rocas con predominio de arcilla gris y una fracción más pequeña de arena clara a blanquecina, en algunas unidades de adquisición de registros se adosa una cámara al microscopio. Esta permite que el analista de registros

de lodo documente en forma exhaustiva las zonas potencialmente productivas y los minerales poco comunes observados en la muestra.



Fig.3.8. Examen microscópico de recortes (Schlumberger, 2012).

3.3.6. DENSIDAD DE LUTITA

La densidad de los recortes de lutita puede indicar presiones anormales mientras se perfora. Como los sedimentos con presión anormal han retenido un alto porcentaje de agua en sus poros, la densidad de las lutitas se incrementa con la profundidad a un valor máximo de compactación. Una desviación, o sea una disminución de la tendencia normal de compactación indicará lutitas con presión anormal. Las densidades pueden medirse tan pronto como los recortes se han lavado después de recoger las muestras en el vibrador, la densidad de los recortes pueden ser signos definitivos de presiones anormales:

- Tendencia de compactación normal, establecida por la gráfica de densidad de lutita contra profundidad.
- Quiebre de la compactación normal hacia valores más bajos de la densidad, indica una formación bajo compactada.

3.3.7. TEMPERATURA DEL LODO

El cambio en el gradiente de temperatura, mostrado por la temperatura del lodo al salir a la superficie:

- Puede indicar que se aproxima una zona de alta presión.
- Puede indicar una falla.
- Puede identificar una discordancia o un cambio litológico.

Las grandes cantidades de agua existentes en secciones con presión anormal causan mayor porosidad y presión, y como la conductividad térmica del agua es de solamente una tercera parte de la conductividad térmica de los materiales más característicos de las formaciones (lutitas, arenas, calizas), la conductividad

térmica total de la matriz y del fluido en formaciones con alta presión tiende a disminuir (el volumen de fluido en porcentaje es mayor al de la roca), originando mayores temperaturas y gradientes geotérmicos más altos. El gradiente de temperatura en una zona con presión anormal generalmente, es el doble del gradiente normal.

Para determinar la temperatura de circulación del lodo se deben considerar algunos aspectos, como los siguientes.

- Temperatura ambiente.
- Gasto del lodo.
- Contenidos de sólidos del lodo.

A partir de estos aspectos se realizan los siguientes trabajos:

- Registrar simultáneamente las temperaturas del lodo de entrada y salida del pozo.
- Graficar las temperaturas obtenidas con otros indicadores de presión anormal, considerando el tiempo de atraso para correlacionar temperatura con profundidad.
- Establecer los gradientes de temperatura para cada corrida de barrena, graficando la temperatura de salida contra la profundidad.
- Establecer los gradientes de temperatura normalizando los efectos del viaje.
- Observar la diferencial de los incrementos entre temperatura de entrada y salida.

Con los trabajos mencionados y la amplia experiencia en el tema, los ingenieros a cargo pueden realizar una interpretación dando como resultado cuál de los tres casos se está presentando (zona de alta presión, presencia de falla, discordancia o cambio litológico).

3.3.8. INFORMACIÓN A PARTIR DE REGISTROS

Los registros geofísicos de pozo constituyen una información esencial, de la cual se tiene una explicación más amplia en el Capítulo 5. Respecto a la toma de información, son grandes aportadores de datos con relación a las propiedades físicas de las rocas y de su capacidad de producción. Intervienen en varias etapas de la realización de los pozos: perforación, terminación, producción.

Las interpretaciones cualitativa y cuantitativa de los registros geofísicos se efectúan con base en los parámetros que miden, como son:

- Profundidad
- Espesor del yacimiento.
- Porosidad.
- Resistividad.
- Litología.

3.3.8A. APLICACIONES EN LA PERFORACIÓN

Dentro de las aplicaciones más importantes se tienen:

- Estimaciones de zonas productoras.
- Análisis de presiones de poro.
- Propiedades mecánicas de la formación.
- Condición del agujero.
- Pesca de herramientas de perforación.

Estas son las aplicaciones más sobresalientes con respecto al tema de perforación. Un programa de registros debe adaptarse tanto a una formación específica como a las condiciones del pozo. Los datos obtenidos proporcionan información de las formaciones atravesadas, la posibilidad de verificar las presiones, observar anomalías de la formación, reafirmando estos datos en la evaluación del pozo.

La corrida o toma de los registros permite que la sección estratigráfica se vaya correlacionando con los contactos geológicos previamente pronosticados y programar el diseño y asentamiento de tuberías de revestimiento, densidad de los fluidos de control, zonas de presión anormal, existencia de zonas problemáticas. En la etapa de perforación existe un registro continuo de parámetros de perforación, es un monitoreo de las condiciones en las que se están perforando, este puede efectuarse en un solo intervalo o en todo el pozo. Este registro es conocido como registro de hidrocarburos y puede contener la siguiente información:

- Velocidad de perforación.
- Peso sobre barrena.
- Velocidad rotaria.
- Horas de rotación.
- Torsión.
- Temperatura de entrada y salida de fluidos.
- Densidad de entrada y salida de lodo.
- Contenido de cloruros en el fluido a la entrada y salida.
- Detección de H₂S y CO₂.
- Presión de bombeo.
- Contenido de gas en el lodo.
- Litología.
- Presión de formación y fractura.

En la Figura 3.9, se muestra un registro de hidrocarburos de un pozo Samaria.

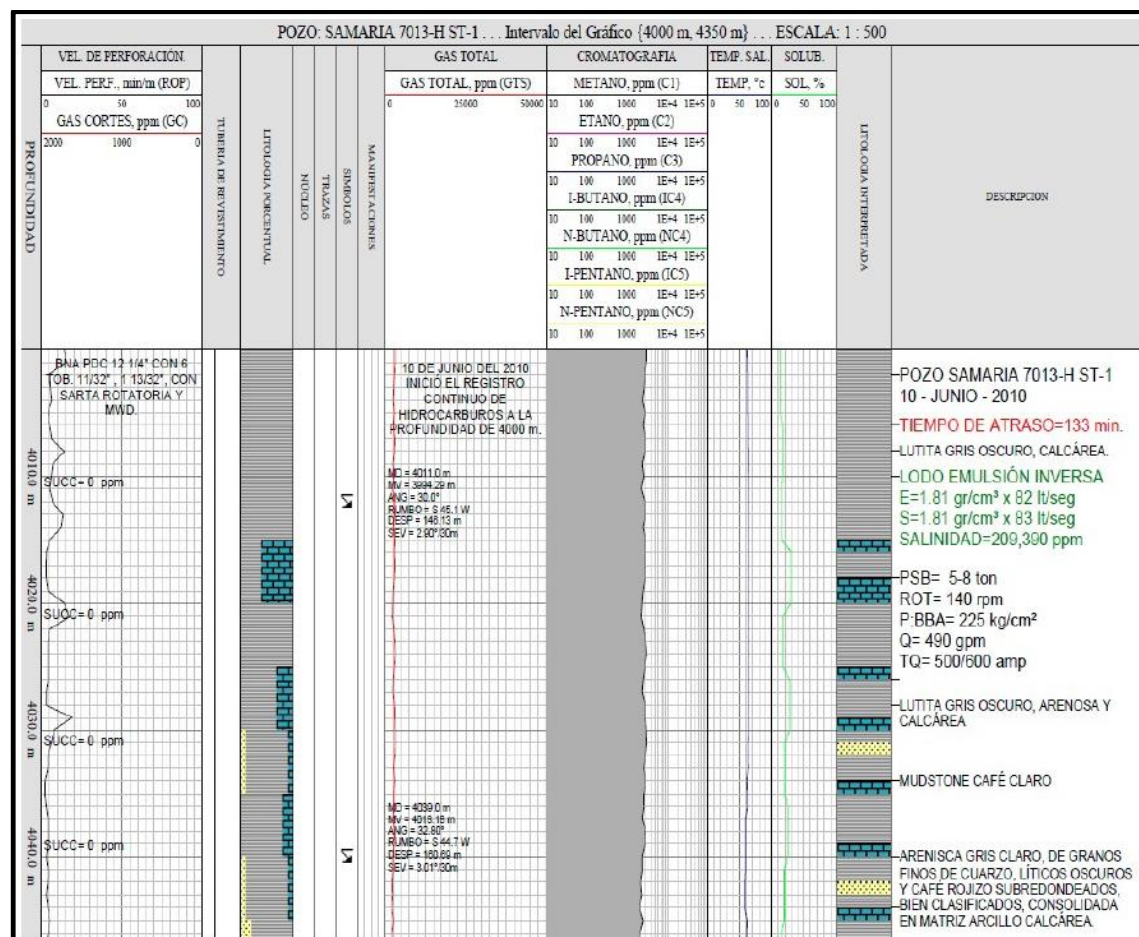


Fig. 3.9. Registro de hidrocarburos (Mudlogging Company México, 2010).

3.4. INFORMACIÓN OBTENIDA DE MUESTRAS DE CANAL Y DE NÚCLEOS

A continuación se muestran las características y parámetros que son obtenidos de estos estudios; sin embargo, el procedimiento para la obtención de estos parámetros se indica con más detalle en el Capítulo 4.

3.4.1. MUESTRAS DE CANAL

Son fragmentos obtenidos en la perforación y sacados a la superficie a través del sistema circulatorio del lodo de perforación, los recortes son recolectados en las temblorinas para su posterior análisis, para lo cual se toman las muestras más grandes. Estas muestras proporcionan información limitada del tipo de formación que se corta, tanto geológica como petrofísica, como se indica a continuación:

- Litología.
- Petrografía.
- Granulometría.
- Porosidad.
- Permeabilidad.

Esta información es muy significativa para iniciar la caracterización estática de las formaciones o del yacimiento.

3.4.2. NÚCLEOS

Son fragmentos de roca relativamente grande que son cortados por una barrena muestreadora, la práctica de corte de núcleos se usa preferentemente en áreas no conocidas, como es el caso de un pozo exploratorio. En el Capítulo 4 se amplía la información sobre núcleos.

La decisión de tomar núcleos surge cuando los registros geofísicos indican la existencia de una zona con posibilidad de contenido de hidrocarburos y no se está seguro de ello por falta de información; por otro lado, también se puede efectuar el corte de núcleos en la pared del pozo a cualquier profundidad y en cualquier momento de la perforación del pozo, con este tipo de corte se obtiene información de zonas que ya fueron perforadas, pero que pasaron inadvertidas y muestran posibilidad de contener hidrocarburos.

Un núcleo proporcionará mayor información sobre la litología y contenido de fluidos, siempre y cuando no esté contaminado; para evitar la contaminación se usan lodos especiales y, al recuperarlo en la superficie, es necesario meterlo en una manga protectora para preservarlo y llevarlo al laboratorio para su análisis.

Teniendo el núcleo en la superficie debe sacarse del barril muestreador procurando que no se alteren las condiciones a las que está sometido y, por lo tanto, sea representativo, hasta donde se pueda, de las condiciones que prevalecen en el yacimiento

Los núcleos de un pozo exploratorio, representan el primer contacto físico que se tiene con el yacimiento que se está descubriendo. La información que proporcionan para la caracterización estática es de una forma directa, pues se hacen mediciones directas de las propiedades en el laboratorio.

A partir del análisis de los núcleos, se tiene un conjunto de datos muy valiosos como son los parámetros siguientes:

- Porosidad absoluta.
- Porosidad efectiva.
- Permeabilidad.
- Densidad.
- Compresibilidad.
- Mojabilidad.
- Presión capilar.
- Litología.
- Textura, edad, depositación.
- Interfaces aceite-agua, gas-aceite.

Para un ingeniero de perforación, la mecánica de la roca proporciona información más detallada a considerar en los futuros proyectos de perforación. En la Figura 3.10 se muestra la fotografía de una barrena nucleadora.

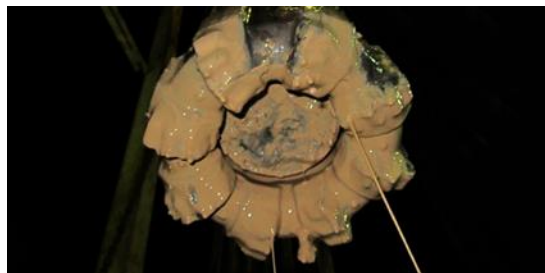


Fig. 3.10. Barrena nucleadora (Tecmaco,2012).

3.4.2A. PROFUNDIDAD

La profundidad de corte de un núcleo depende de varios factores, dos de ellos son:

- Tipo de pozo: Exploratorio o Desarrollo.
- Tipo de información requerida: geológica, yacimientos, perforación.

En este caso se tiene un pozo exploratorio, cuya prioridad es evaluar los horizontes que por correlación tienen posibilidades de ser productores. Se cortan de 1 a 2 núcleos por intervalo dependiendo del análisis de los primeros núcleos, así mismo, se busca obtener información geológica y petrofísica adicional para la caracterización, como:

- Litología.
- Textura.
- Edad.
- Depositación.
- Planos de fractura.
- Porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.
- Permeabilidad.
- Saturación de fluidos.

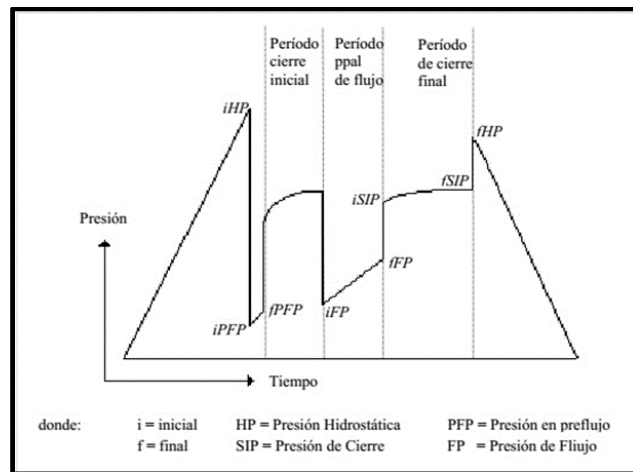
Ya cuando existe un pozo de desarrollo, la información requerida depende de los antecedentes de producción de los pozos de correlación:

- Distribución de porosidades.
- Distribución de permeabilidades.
- Permeabilidades relativas.
- Saturación residual de aceite.
- Mojabilidad.
- Presión en el volumen poroso.
- Contacto agua aceite.
- Susceptibilidad de acidificación.

3.5. INFORMACIÓN DE PRUEBAS EFECTUADAS DURANTE LA PERFORACIÓN

3.5.1. PRUEBA DE FORMACION “DST”

Una prueba de formación “DST” (Drill Stem Test), se realiza como un procedimiento de terminación temporal de pozo. La prueba normalmente tiene tres periodos como se muestra en la Figura 3.11.



• Fig. 3.11. Periodos de una prueba DST (Shlumberger, 2008).

En esta prueba se evalúa en forma rápida el contenido de fluidos y algunas características de la formación, con esta información se determinan inicialmente el valor comercial del yacimiento. Algunos datos que se pueden obtener después de la interpretación de la prueba son los siguientes:

- Índice de productividad.
- Daño.
- Permeabilidad relativa.
- Radio de drene.
- Radio de invasión.
- Espesor.
- Saturación.
- Límites del yacimiento.
- Mecanismo de empuje.
- Contenido de fluidos.

Con base en la interpretación cualitativa de la información que aporta la prueba DST se puede estimar el rango del valor de la permeabilidad del yacimiento, como se muestra en la Figura 3.12.

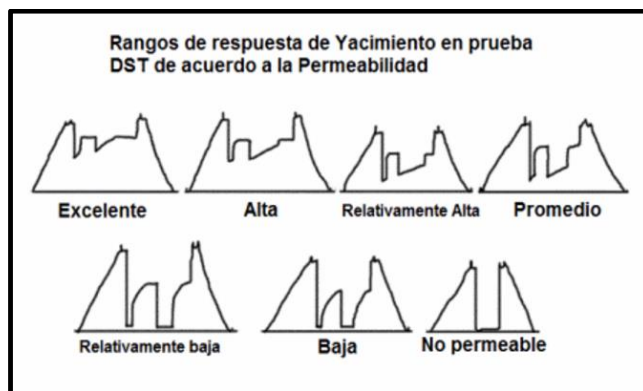


Fig. 3.12. Comportamiento de pruebas DST, de acuerdo a las permeabilidades existentes en el yacimiento (schlumberger,2008).

Además de ser valiosos para la caracterización estática, los datos de las pruebas DST son trascendentales para la toma de decisiones en otras áreas técnicas de ingeniería petrolera, tales como: definir si la terminación es económicamente rentable, diseñar la estimulación o el fracturamiento en caso necesario, optimar el diseño de la terminación, suspender la perforación, no cementar la tubería de explotación e inclusive taponar el pozo.

Esta prueba utiliza la tubería de perforación como medio para conducir los fluidos producidos a la superficie, convirtiéndose en un aparejo temporal. La interpretación de la variación de presión es la fuente principal de información sobre el comportamiento dinámico de un yacimiento, cualquier prueba de pozo tiene una serie de objetivos. Estos se ven influenciados por consideraciones, operacionales, logísticas y por el mismo comportamiento del yacimiento.

Satisfacer todas las condiciones puede optimar los tiempos y costos de operación. Los servicios integrales incluyen herramientas de fondo, equipos de superficie y sistemas de adquisición de datos.

Es importante señalar que se deben considerar algunos factores para realizar la prueba DST.

- Historia de perforación.
- Condiciones mecánicas del pozo.
- Verticalidad del pozo.
- Tubería del aparejo de prueba: tensión, presión de colapso.
- Compactación de la roca.
- Tipo de lodo, densidad, viscosidad, filtrado.

En síntesis las pruebas DST, se aplican a pozos en agujero descubierto o entubado, variando el elemento de empaque, además del acondicionamiento inicial del pozo.

La determinación y obtención de datos, además de proporcionar información para la caracterización del yacimiento es importante mencionar que permite determinar el tipo de terminación, su rentabilidad, la realización de la caracterización dinámica, el tipo de explotación y su probable estimulación.

3.5.2. HISTORIA DE PERFORACIÓN

En la historia de la perforación se registran todos los eventos ocurridos durante tal operación, destacando la información relevante, así como los problemas encontrados, registros geofísicos tomados, récord de barrenas, equipo de perforación utilizado, etc., además de toda la información que se considere útil.

En la historia de perforación se tiene un resumen de operaciones que se ejecutan, el cual consiste en un informe de operaciones a medida que se está interviniendo, con sus operaciones normales, problemática que se presenta con su solución, la finalidad de este punto es tener una estadística y conocer más del campo. Estos parámetros obtenidos durante la perforación del pozo pueden verse con facilidad en el resumen, y poder comparar el tiempo real con el programado, y re hacer una programación para futuras perforaciones en el mismo campo.

Dentro de este resumen de perforación se pueden encontrar los siguientes parámetros:

3.5.2A. DISTRIBUCIÓN DE TIEMPOS

En el programa de perforación se tiene un tiempo estimado en perforar y la distribución de tiempos de los pozos vecinos previamente perforados. Siendo este el caso de un pozo exploratorio servirá como referencia para futuras perforaciones en el campo el tiempo real de operaciones, tales como:

- Armar y desconectar: barrenas, herramientas, tuberías de perforación.
- Instalación o desmantelación de preventores o conexiones superficiales de control.
- Operación de perforación.
- Corte y recuperación de núcleos
- Toma de registros geofísicos.
- Preparativos para cementación.
- Tiempo de cementación y fraguado.
- Pruebas de tuberías de revestimiento.
- Preparativos e introducción de T.P.
- Extracción de fluidos.

3.5.2B. REGISTRO DE BARRENAS

Dentro del historial de perforación, otro parámetro importante es el registro de barrenas ya que en cada pozo que se va interviniendo se lleva un registro de barrenas con la finalidad de programar el próximo diseño de pozo, con un programa de barrenas ideales para cada formación y condiciones de operación. El programa considera los siguientes aspectos de las barrenas:

- Tipos.
- Características.
- Rendimiento.
- Condiciones de operación.
- Desgaste.

3.6. EVALUACION DEL POZO

Después de la perforación se lleva a cabo la evaluación y cuantificación de presiones anormales los registros geofísicos que permiten dicha evaluación son:

- Sónico de porosidad.
- Densidad.
- Sónico dipolar.
- Eléctrico de inducción.

En la evaluación del pozo se tiene la confirmación de los parámetros que reafirman la caracterización del yacimiento, junto con los parámetros que darán la información necesaria para las decisiones acerca del campo.

En la parte de la caracterización estática estos registros confirman los datos previos y las deducciones que se tomaron en cuenta durante la perforación. Cabe señalar que estas deducciones son a partir de años de experiencia, y con el paso del tiempo han tomado gran importancia para reconocer parámetros de importancia en la caracterización, es por eso que en la parte de evaluación se confirman estos parámetros con ayuda de la corrida de los registros mencionados.

3.7. APLICACIÓN PARA LA CARACTERIZACIÓN

Los parámetros obtenidos durante la perforación del pozo exploratorio permiten conocer inicialmente la condición del yacimiento, confirmando mucha de la información previa a la perforación, dando profundidades precisas del yacimiento. La información obtenida en la perforación de tal pozo puede ser dividida en dos grupos:

- Información para la caracterización estructural-estratigráfica.
- Información para la caracterización del yacimiento.

La caracterización estructural-estratigráfica corresponde a los parámetros que permiten describir y detallar: la columna litológica, su estructura geológica, así como fallas e intrusiones que existen en el campo.

Durante la perforación de un pozo se puede obtener variada información sobre la litología, profundidades de los estratos, espesores de capas, fallas. Esta información recabada permite realizar una primera caracterización geológica y al mismo tiempo reafirmar las caracterizaciones previas sobre la columna litológica existente. Durante la perforación se presentan características estructurales que se desconocen hasta el tiempo que se está perforando, como se menciona en este capítulo: la velocidad de perforación, el momento de torsión en la barrena, cambio de los parámetros en el lodo de perforación, densidad de lúta, temperatura de lodo y los recortes recuperados proporcionan información directa e indirecta que si es interpretada correctamente permitirá ubicar anomalías que no se contemplaron de manera previa a la perforación y completando con mayor conocimiento la caracterización de la columna litológica de interés.

La caracterización del yacimiento, abarca los parámetros que se encuentran en el intervalo de la roca almacenadora, los cuales permiten identificar el tipo de yacimiento que se descubrió, así como su espesor y su profundidad, dando como resultado la ubicación estructural para el diseño de un pozo de desarrollo.

Las pruebas DST junto con los núcleos y los registros geofísicos proporcionan la mayor cantidad de información para la caracterización del yacimiento. Una prueba DST da información acerca del tipo de flujo, proporciona un valor aproximado sobre el índice de productividad, aproximación sobre el espesor, confirmación del tipo de empuje y de los límites del yacimiento y en cierto grado de la rentabilidad del proyecto. Los núcleos son la fuente más precisa para determinar la litología la textura, edad y el tipo de depositación de la roca del yacimiento y a partir de estos parámetros junto con estudios de registros geofísicos de pozo completan de gran manera la caracterización del yacimiento con la cual ya se pueden dar las distribuciones verticales de porosidad, distribución de permeabilidades y de saturaciones de agua y de aceite, pudiéndose definir los contactos entre fluidos contactos. Con ayuda de estos parámetros se puede iniciar una caracterización del yacimiento.

4. INFORMACIÓN DE LAS MUESTRAS DE ROCA

Se consideran muestras de roca de interés a todas las muestras de la formación que es posible recuperar y analizar, con el fin de obtener información relevante para la caracterización de yacimientos.

A partir del análisis de estas muestras de roca es posible obtener un conjunto de datos muy valiosos para los diferentes especialistas relacionados con la ingeniería petrolera, por ejemplo: la litología, la porosidad, la permeabilidad, la mojabilidad y la saturación de fluidos.

La información proporcionada por las muestras de roca, al igual que la proporcionada por algún otro método en particular, no es completamente confiable por sí sola, es necesario integrar toda la información recabada por todos los métodos posibles para establecer las acciones a seguir.

Este trabajo considera dos tipos de muestras de roca de acuerdo al método de adquisición: las recuperadas en superficie y las recuperadas en el fondo del pozo.

Las muestras recuperadas en superficie, son los recortes de barrena, generados en el proceso de perforación y las muestras de fondo, provenientes de trabajos de núcleo, recuperadas en el fondo del pozo y las laterales o de pared.

4.1. RECORTES DE PERFORACIÓN

El lodo de perforación circula dentro de la tubería de perforación con el objetivo de salir por las toberas de la barrena para suavizar la formación y levantar los recortes de perforación, acarreándolos del fondo del pozo a la superficie, una vez en la superficie el lodo es sometido a un proceso de limpieza, que consiste en hacerlo pasar por un equipo denominado temblorina, el cual separa los recortes con el fin de mantener una buena circulación del lodo a través de las tuberías y toberas. Una vez separados, los recortes son seleccionados y separados para su posterior análisis.

Los recortes retirados en el proceso anteriormente mencionado son etiquetados con datos de la profundidad a la que fueron extraídos para facilitar posteriores estudios, de los cuales será posible obtener información útil para los procesos de ingeniería, aunque debido a su tamaño y la forma en la que son llevados a la superficie, los análisis factibles de realizar son limitados.

Cualitativamente es posible obtener información como la presencia de fluidos y el tipo de formación que se está atravesando.

4.1.1. PRESENCIA DE FLUIDOS EN LOS RECORTES

Observando los recortes de perforación es posible identificar la presencia de fluidos como aceite, mientras que fluidos como agua o gas no bastaran solamente con la observación, también será necesario un análisis de las propiedades del lodo, ya que la presencia de gas o agua impactará directamente en la densidad del lodo.

4.1.2. TIPO DE FORMACIÓN

A partir de los recortes es posible identificar el tipo de formación del que está constituido el yacimiento. Al observar los recortes se puede estimar el grado de consolidación de la formación, lo cual puede ser confirmado ejerciendo cierta presión sobre ellos.

4.2. NÚCLEOS

El objetivo primordial de la toma de núcleos es obtener una muestra de roca representativa que permita extender el conocimiento de zonas específicas de la formación a lo largo del pozo. Las mediciones realizadas en este tipo de muestras proporcionan información única, la cual no es posible conseguir de fuentes distintas, además de proporcionar la ventaja de un examen visual detallado de las muestras, en el que es posible observar la continuidad de la formación, ventaja que con otro tipo de fuente de información no sería posible realizar.

Existen dos tipos principales de núcleos: núcleos de fondo y núcleos de pared.

La elección del tipo de núcleo que se requiere depende de varios aspectos, como pueden ser el tipo de pozo que se está perforando, ya sea exploratorio o de desarrollo, el tipo de información que se requiera obtener ya sea geológica, petrofísica u orientada al proceso de perforación, la profundidad a la que se desea tomar, entre otros.

Los métodos de núcleo requieren una inversión considerable de recursos técnicos y económicos por lo que es importante planificar una secuencia de muestreo durante la planeación de la perforación con el fin de optimizar recursos y asegurar la confiabilidad de las muestras, además de coordinar el análisis de núcleos tanto en el campo como en el laboratorio.

4.2.1. NÚCLEOS DE FONDO

El procedimiento para la toma de este tipo de muestras consiste en el cambio de la barrena habitual de perforación por una barrena hueca con la que se corta un cilindro de roca continua, posible de extraer para su análisis en superficie.

En la Figura 4.1 se muestran una barrena nucleadora y el par de barriles: el barril exterior con movimiento y el barril interior que permanece fijo y en el que se extrae el núcleo recuperado. El cilindro de roca se prefiere continuo y de una longitud considerable para que la heterogeneidad de la roca se pueda apreciar correctamente permitiendo una mejor interpretación de los análisis.

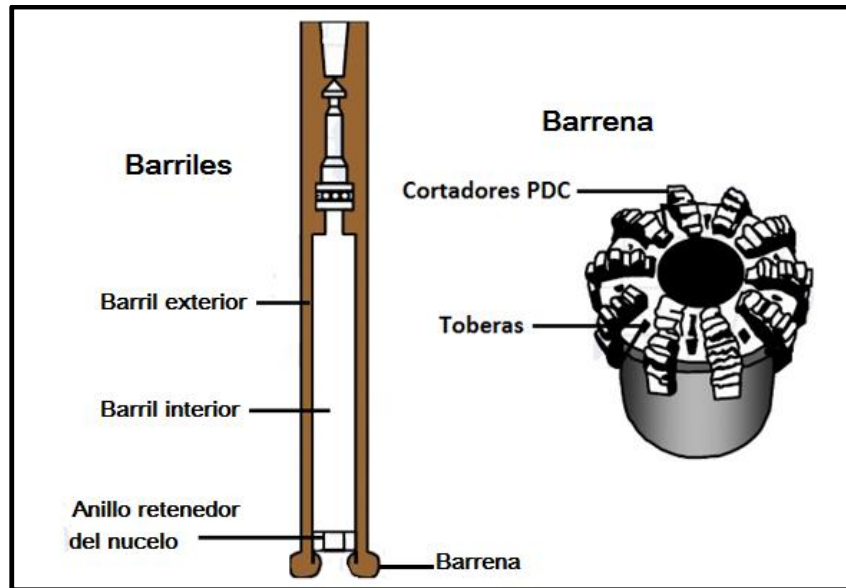


Fig. 4.1. Esquema de las herramientas usadas para cortar y recuperar núcleos de fondo (E. R. Crain, 2006).

Este tipo de muestras permite un mejor análisis de la formación en comparación con el núcleo de pared y los recortes de perforación, ya que las técnicas existentes para la toma de muestras continuas de roca de formación permiten análisis más detallados y específicos de los cuales es posible obtener información geológica y petrofísica que permita incrementar el conocimiento de la cantidad y distribución de los fluidos dentro de la roca. Con esta información es posible optimizar los procesos de recuperación que se utilizarán para explotar el yacimiento. La Figura 4.2 muestra una fotografía en la que se aprecia la forma de los núcleos fondo.

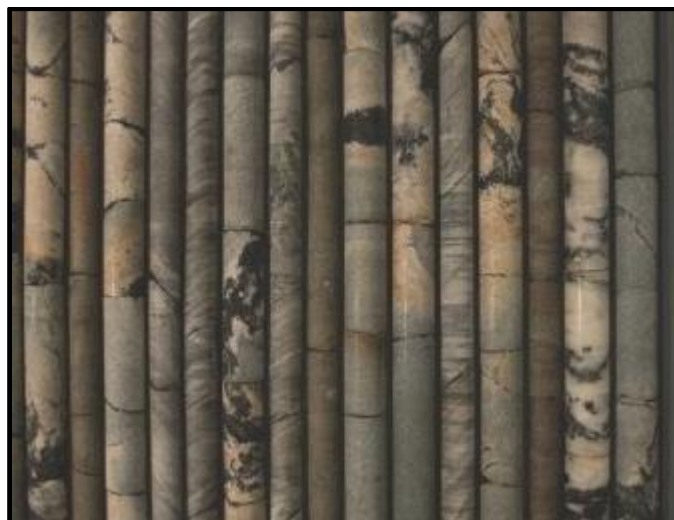


Fig. 4.2. Fotografía de núcleos de fondo.

A partir de estas muestras es posible definir: porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, saturación residual de fluidos, litología, presión capilar, desarrollar pruebas de desplazamiento, cambios areales de porosidad, realización de estudios de permeabilidad direccional, además de identificar zonas de transición.

En una formación consolidada con porosidad primaria, para el análisis de estos núcleos de fondo o núcleos grandes se acostumbra cortar secciones pequeñas del núcleo a estudiar, con forma cilíndrica, comúnmente a estas secciones se les denomina núcleos pequeños o tapones y se cortan tanto en dirección vertical como horizontal, respecto al eje del núcleo grande.

A continuación, se describen brevemente algunos métodos para cortar núcleos de fondo.

4.2.1A. NÚCLEO CONVENCIONAL

Es la técnica original, en la cual el núcleo es extraído sin ningún tipo de cuidado adicional al normal y utilizando el equipo más común, durante este proceso se pretende la extracción de muestras de la formación en condiciones semejantes a las que se encuentran normalmente en el subsuelo.

Para la toma de la muestra se requiere una sarta especial, la cual está conformada en su sección final por una barrena antecedida por un barril, el cual almacenará el núcleo hasta la superficie, durante este método de muestreo no se intenta la preservación de las condiciones de yacimiento o de los fluidos que éste contiene.

4.2.1B. NÚCLEO CON MANGA ELÁSTICA

Se usa el mismo método que en el núcleo convencional, la única diferencia es que este tipo de técnica se utiliza en formaciones deleznable o poco consolidadas, también es utilizado en formaciones altamente fracturadas en las que un núcleo convencional no proporcionaría la extracción completa del núcleo.

La manga elástica que contiene el muestreador se utiliza para forrar el núcleo y lograr la conservación de su forma y estructura, la manga elástica en sí es un medio para sujetar la columna de roca y lograr mantener su forma para facilitar los análisis visuales y cualquier otro que se planea realizar.

4.2.1C. NÚCLEO PRESURIZADO

Se utiliza cuando se requiere cortar y recuperar un núcleo a la presión del yacimiento debido a que el ensamblaje del equipo para la toma de núcleos presurizados mantiene la presión del núcleo mientras éste es elevado a la superficie y hasta que es congelado para su envío al laboratorio.

Para su extracción se utiliza en el muestreador un recipiente especial como el que se muestra en la Figura 4.3, el cual mantiene en el núcleo las condiciones de presión durante su transporte al laboratorio, así como también preserva la composición de fluidos que contiene. Durante el transporte a superficie y laboratorio sólo cambia la temperatura, pero ésta puede variarse en el laboratorio para analizar el núcleo a las condiciones del yacimiento.

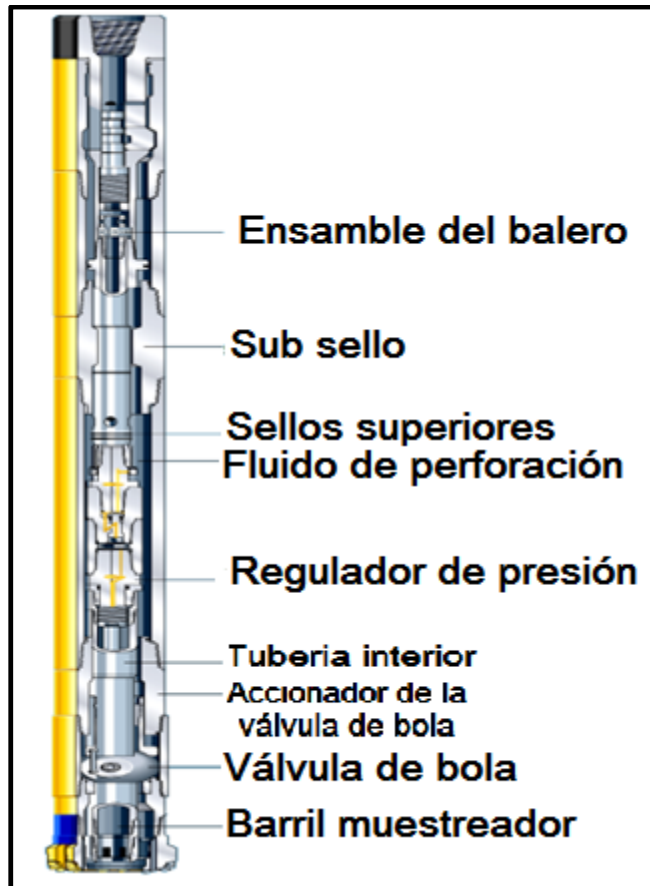


Fig. 4.3. Barril muestreador de núcleos presurizados.

4.2.1D. NÚCLEO CON ESPONJA

El método de núcleo con esponja es una modificación del muestreo convencional, en el que el barril muestreador contiene en su interior una esponja altamente permeable y porosa, cuyo material tiene afinidad al aceite, razón por la cual es preferentemente mojada por dicho fluido.

La esponja cumple con la función de absorber y conservar los fluidos de la muestra para análisis posteriores, con los cuales se pretende realizar la medición de saturaciones de fluidos presentes en el núcleo, como son: la saturación de aceite, la saturación de agua y al controlar las condiciones de muestreo, también es posible determinar la saturación de CO₂.

La Figura 4.4 muestra un esquema muy general de un barril muestreador con recubrimiento de esponja.

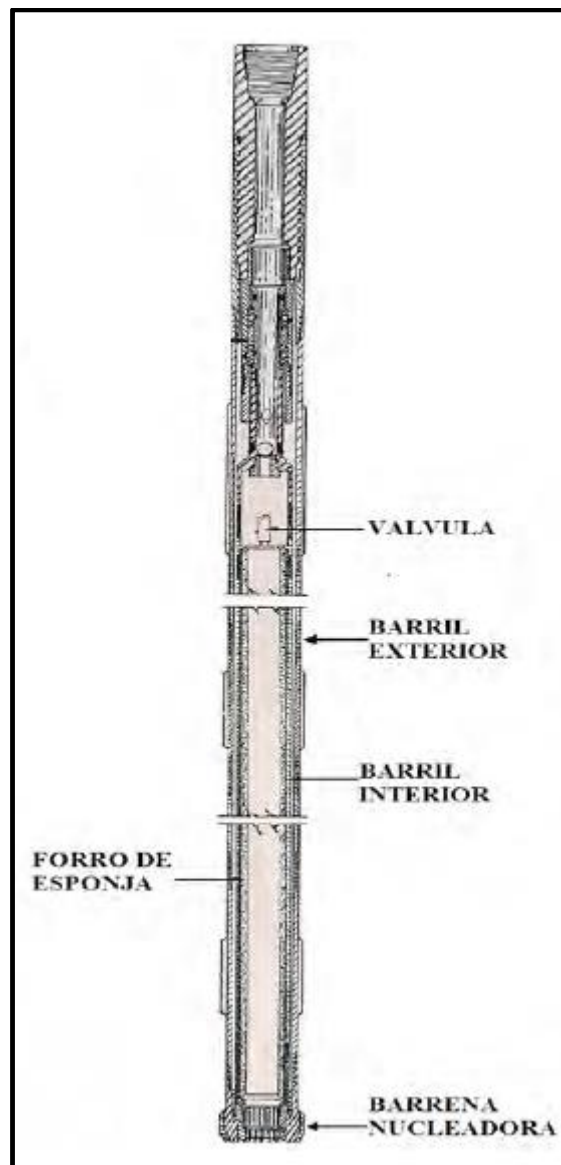


Fig. 4.4. Muestreador con forro de esponja.

4.2.1E. NÚCLEO ORIENTADO

Después de que el núcleo ha sido recuperado se orienta con el yacimiento exactamente como se encontraba antes de la intervención. Es utilizado con el fin de analizar la orientación de fracturas, el estudio de rumbos y echados, estudios de permeabilidad direccional, estudios estratigráficos, entre otros.

Al tomar la muestra no existen muchas diferencias con el núcleo convencional, la diferencia más notable es la marca que se hace al núcleo, la marca se realiza orientada hacia el norte haciendo uso de un instrumento magnético o giroscopio.

4.2.2. NÚCLEOS DE PARED

Son utilizadas herramientas para extraer pequeñas muestras de roca en la pared del pozo antes de ser ademado, la longitud de estos núcleos es mínima y debido a la forma y espesor de este tipo de muestras provocan limitantes en el tipo de estudios y pruebas que se pueden realizar.

Generalmente este tipo de núcleos se toman cuando se ha perdido la posibilidad de tomar un núcleo completo de un intervalo en el que se observan posibilidades de contener fluidos, debido a que se pasaron por alto los indicios de fluidos durante los procesos de perforación y solo hasta la toma de registros se observaron las características necesarias para justificar un análisis más detallado de la sección.

Estos núcleos son extraídos utilizando sistemas de recuperación: de percusión o mecánicos.

Los extraídos por sistemas de percusión, se obtienen disparando balas huecas a la formación. Las balas están unidas a la herramienta mediante cables y grapas y se recuperan junto con los núcleos en su interior al extraer la herramienta del pozo.

Las herramientas de percusión generalmente contienen entre 20 y 30 balas, pero se pueden generar arreglos combinando dos o tres herramientas en una sola carrera en el pozo. Los núcleos de este tipo son generalmente de forma cilíndrica con diámetro y espesor aproximado a 2.5 cm. En la Figura 4.5 se muestra la forma de recuperar núcleos laterales con herramientas de percusión.

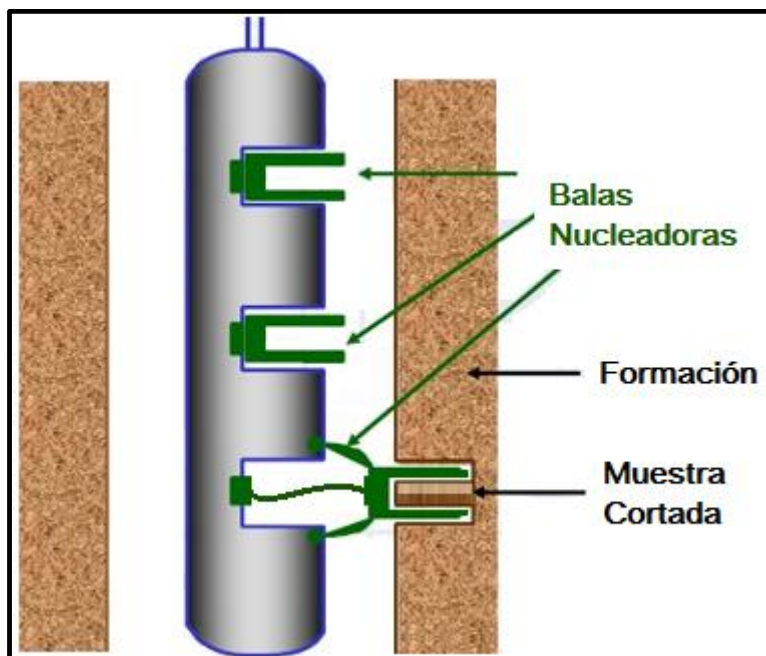


Fig. 4.5. Herramienta de muestreo de pared por el método de percusión (E. R. Crain, 2006).

Las herramientas mecánicas emplean barrenas rotativas huecas para cortar y luego extraer los núcleos, en una sola carrera se pueden extraer hasta 75 núcleos pequeños. La Figura 4.6 muestra una barrena rotativa en el proceso de extracción de núcleos laterales.

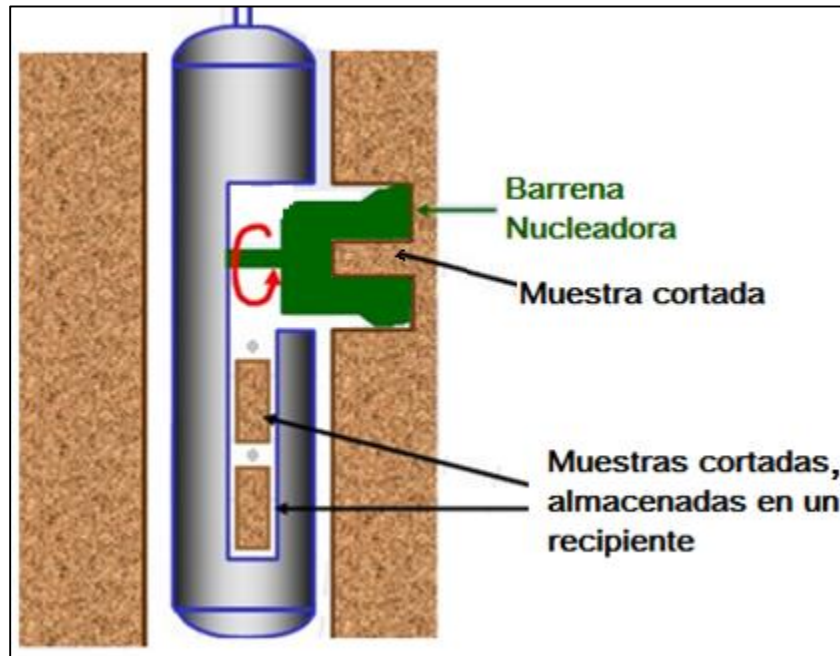


Fig. 4.6. Herramienta de muestreo por el método de rotación (E. R. Crain, 2006).

El tamaño de estos núcleos también es pequeño, del orden de algunos cuantos centímetros tanto de longitud como de diámetro; sin embargo, su tamaño no impide su análisis, pero por la forma de extracción se puede perder la continuidad de la formación. La Figura 4.7 muestra una fotografía en la cual es posible apreciar la forma de núcleos cortados en la pared de un pozo.

Los análisis de núcleos laterales proporcionan principalmente datos de tipo geológico, como litología, tamaño de grano, mineralogía y algunos petrofísicos, como porosidad.

4.3. PREPARACIÓN DE MUESTRAS

Dependiendo del tipo de análisis que se planea realizar a las muestras de roca recuperadas del pozo descubridor, es necesario preparar la muestra con el fin de facilitar la obtención de información específica de interés, como puede ser información de presencia de fluidos, información de litología, información del



Fig. 4.7. Núcleos de pared (E. R. Crain, 2006).

comportamiento del sistema roca-fluidos debido al cambio de las condiciones a las que se somete la muestra de roca, entre otras.

Algunos métodos de preparación de muestras de roca son mencionados a continuación.

4.3.1. NÚCLEO LIMPIO

Es una muestra extraída del pozo sin la intención de preservar sus condiciones de yacimiento. Los residuos de hidrocarburos que la roca pudiera contener son eliminados con el uso de solventes para obtener la limpieza total del núcleo. En el caso de que la intención sea remover aceite los productos que más suelen utilizarse son tolueno y benceno, en el caso de que sea sal el material que se quiere disolver se suele usar metanol o agua.

4.3.2. NÚCLEO FRESCO

El método de toma de esta muestra no tiene ninguna característica especial; sin embargo, el análisis de ésta se realiza en un laboratorio especializado al cual se tenga que transportar la muestra; también el estudio de esta muestra fresca se hace en la superficie, a boca de pozo, tan pronto se saque del barril muestreador para intentar minimizar la pérdida de fluidos y su exposición a las condiciones atmosféricas.

4.3.3. NÚCLEO RESTAURADO

Una muestra originalmente limpia es puesta en contacto con los fluidos contenidos en el yacimiento con la finalidad de alcanzar las condiciones del yacimiento, aunque propiedades como la mojabilidad ya han sido alteradas.

4.4. ANÁLISIS DE TIPO GEOLÓGICO

Para realizar una caracterización geológica adecuada a partir de las muestras de roca recuperadas de un pozo, es necesario llevar a cabo un análisis de muestras de acuerdo a aspectos litológicos, petrográficos, granulométricos y mineralógicos.

La forma de analizar los diferentes tipos de muestras de roca no varía demasiado entre un tipo de muestra y otra, la mayoría de los métodos se pueden aplicar a cualquiera de los tipos de muestras nucleadas; sin embargo, debido a la forma, tamaño y método de recuperación de los recortes de perforación, no es factible realizar cualquier tipo de análisis en ellos.

Cada tipo de análisis realizado a las muestras de roca, proveerá información específica para la caracterización del yacimiento, como puede ser contenido de la formación, características petrofísicas e información de los ambientes geológicos de depósito.

4.4.1. ANÁLISIS VISUALES

Dependen del criterio y experiencia del especialista que realiza el análisis. Este tipo de análisis puede ser efectuado con equipo de laboratorio, como es un microscopio o a simple vista, por este método es posible conocer desde el tipo de litología hasta el contenido de minerales de la roca.

4.4.1A. FOTOGRAFÍAS

Imágenes digitales proporcionan un registro visual fácil y accesible de los tapones de muestra, cortes de núcleos y secciones delgadas. La amplificación de estas imágenes a resoluciones macroscópicas brindan fuentes de datos petrológicos y petrofísicos.

4.4.1B. LÁMINAS DELGADAS

Son cortes de roca delgados, los cuales son analizados con el uso de microscopios, con el fin de analizar el contenido mineralógico de las muestras; además, utilizando los métodos adecuados es posible estimar la porosidad de la muestra y estimar permeabilidad mediante la observación de la continuidad de los poros o sea los canales de flujo presentes en la muestra.

4.4.1C. FUENTES DE LUZ

Las muestras de roca recuperadas de un pozo al ser sometidas a iluminación con luz ultravioleta, pueden mostrar indicios de la presencia de fluidos o minerales fotosensibles en dicha muestra, de esta forma es posible conocer cualitativamente el contenido de hidrocarburos en las muestras.

4.4.2. ANÁLISIS LITOLÓGICO

Consiste en cuantificar volúmenes de rocas sedimentarias en función de su litología.

Se observan las muestras de rocas para identificar materiales estratificados en ellas, comparándolas con otras rocas ya conocidas haciendo uso de una lupa, microscopio o a simple vista.

Con este tipo de análisis es posible hacer el reconocimiento de litología, texturas, características de estratificación y formas de unidades litoestratigráficas.

4.4.3. ANÁLISIS PETROGRÁFICO

Permite establecer relaciones mutuas entre cristales y granos de una muestra de roca, esto se puede realizar a través de métodos como son la observación de láminas delgadas y secciones pulidas o estudios bajo microscopio, clasificando las muestras de acuerdo a su textura, estructura, microestructura o fábrica.

Estos análisis se pueden realizar por medio de inspecciones visuales como pueden ser, análisis a simple vista, análisis en microscópicos con el uso de láminas delgadas, como la mostrada en la Figura 4.8, o análisis químicos para identificar minerales difíciles de reconocer.

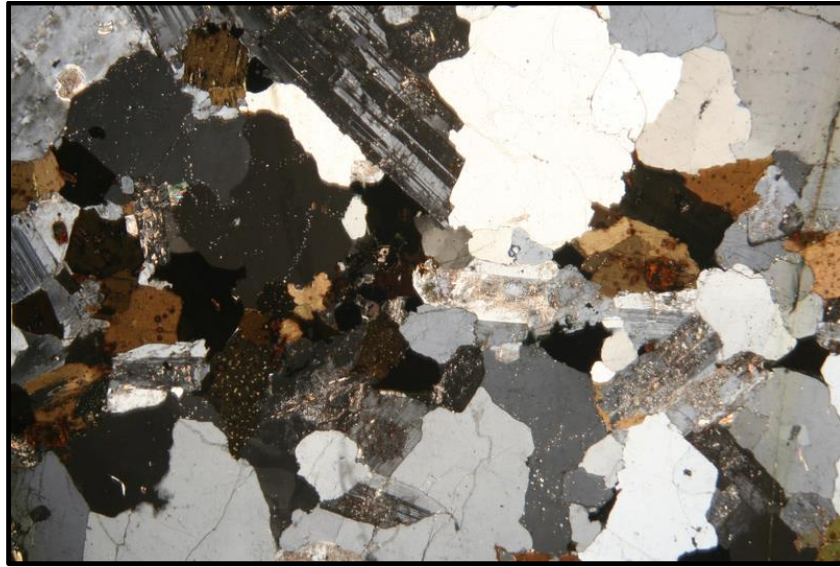


Fig. 4.8. Lámina delgada para análisis petrográfico.

Por medio de un análisis mineralógico es posible determinar los diferentes minerales que componen una muestra de roca, así como su porcentaje y su distribución en la misma. Además de conocer el medio ambiente de depósito y transporte que tuvieron los sedimentos y la fuente de donde provienen.

4.4.4. ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO

Se refiere a la medición de los tamaños de grano que contiene la muestra, lo cual se encuentra estrechamente ligado con las condiciones geológicas de transporte y ambiente de depositación.

Una vez cuantificados los tamaños de grano presentes en las muestras, es posible realizar análisis estadísticos haciendo uso de histogramas y gráficas de frecuencia acumulativa, los cuales facilitan la interpretación de los estudios.

Las principales aplicaciones de este tipo de análisis se enfocan en la caracterización del tipo de roca y el tamaño de grano contenidos en la muestra, así como el conocimiento de los efectos del tamaño de grano en propiedades como la porosidad y permeabilidad. Además de caracterizar el método de transporte y el ambiente de depósito de sedimentos

4.4.5. ANÁLISIS MINERALÓGICO

Las diferentes muestras de roca pueden variar en su composición mineralógica dependiendo de la zona en la cual fueron recuperadas, razón por la que son sometidas a análisis con el fin de determinar sus composiciones y obtener información de las zonas muestreadas.

Es sabido por todos que una roca se forma a partir de la asociación de minerales sometidos a procesos geológicos. Dependiendo de las características físicas y químicas de estos minerales es posible conocer el

proceso geológico que sufrieron para formarse como roca y estos minerales pueden ser identificados por diversos métodos, como son: la aplicación de sustancias que reaccionan químicamente con los minerales, ya sea efervesciendo o cambiando de color y la observación de la roca completa o con el uso de microscopios teniendo la roca pulverizada.

4.4.6. RADIATIVIDAD

Una muestra de roca puede contener partículas radiactivas, las cuales se encuentran en constante descomposición, esta descomposición provoca una emisión de energía radiactiva, la cual es detectada y medida para conocer la fuente que la genera.

La energía radiactiva se cuantifica y registra, en los recortes se puede aproximar la profundidad a la que se encuentra el elemento radiactivo mientras que con la medición en núcleos se puede crear un perfil continuo de la radiactividad de la muestra que permita calibrar los registros que miden este tipo de energía.

4.5. ANÁLISIS DE TIPO PETROFÍSICO

Análisis convencionales de núcleos proveen a ingenieros geólogos y petroleros de datos relacionados con las formaciones que rodean el pozo, esta información permite la caracterización petrofísica del yacimiento, determinando cualitativamente y cuantitativamente características propias de la roca y del sistema roca-fluidos permitiendo conocer la distribución y variación de estas propiedades dentro del yacimiento.

Esta información es utilizada para calibrar los resultados de los análisis de los registros geofísicos de pozo y el cálculo de propiedades petrofísicas en el yacimiento, considerando un ajuste de condiciones de superficie a condiciones de yacimiento en varias de las propiedades calculadas.

4.5.1. VOLÚMENES

Los volúmenes de roca y de poros son mediciones importantes que deben realizarse durante el análisis de núcleos, debido a que estos datos son utilizados para el cálculo de otras propiedades.

Generalmente se procura que las muestras de roca tengan formas geométricas bien definidas para facilitar las mediciones de volúmenes, áreas y longitudes. No siempre es posible tener muestras con una forma geométrica bien definida para su medición, razón por la cual se han desarrollado métodos para realizar mediciones confiables en muestras con geometría irregular.

Algunos volúmenes utilizados en cálculos de propiedades son el volumen de roca y el volumen de poros comunicados, a continuación se comentan algunos métodos de medición de los volúmenes mencionados.

4.5.1A. VOLUMEN TOTAL DE ROCA

Se puede obtener realizando mediciones geométricas con calibrador a partir de su forma y sus dimensiones, mediciones por flotación donde la muestra se pesa sumergida en un líquido conocido relacionando el peso

de la muestra y la densidad del líquido con el teorema de Arquímedes para conocer el volumen o realizando mediciones de desplazamiento de líquidos donde el volumen desplazado por la muestra sumergida es el volumen de roca.

4.5.1B. VOLUMEN DE POROS COMUNICADOS

Se define como la diferencia entre el volumen total de la muestra y el volumen de sólidos. Puede ser medido usando diferentes métodos, entre ellos, la extracción del volumen de aire que satura la muestra que es equivalente al volumen de poros comunicados, extrayendo el líquido de una muestra completamente saturada de él o saturando la muestra con un líquido y midiendo el volumen que se inyectó.

4.5.2. POROSIDAD (ϕ)

En laboratorio es posible hacer mediciones de porosidad total o absoluta, porosidad efectiva y porosidad secundaria dependiendo de la medición del volumen (volumen total de poros, volumen total de huecos comunicados, volumen total de roca) que se haga y la forma en que estas mediciones se relacionen.

Determinar la porosidad ayuda a la calibración de registros de porosidad, a la determinación de la distribución de espacio poroso, la determinación de la distribución de los fluidos en el yacimiento y es un parámetro importante en el cálculo de reservas.

4.5.2A. POROSIDAD ABSOLUTA (ϕ_a)

La porosidad absoluta se puede medir mediante la observación de láminas delgadas de roca en un microscopio, para lo cual se requiere de una cuadrícula que se superpone a la imagen, como se muestra en la Figura 4.9, y permite una fácil cuantificación. Con base en el número total de nodos (N_t) y el número de nodos en el espacio poroso (N_p), estos datos se relacionan como se muestra en la Ecuación 4.1 para determinar la porosidad.

$$\phi_a = \frac{N_p}{N_t} \quad \text{Ec. 4.1.}$$

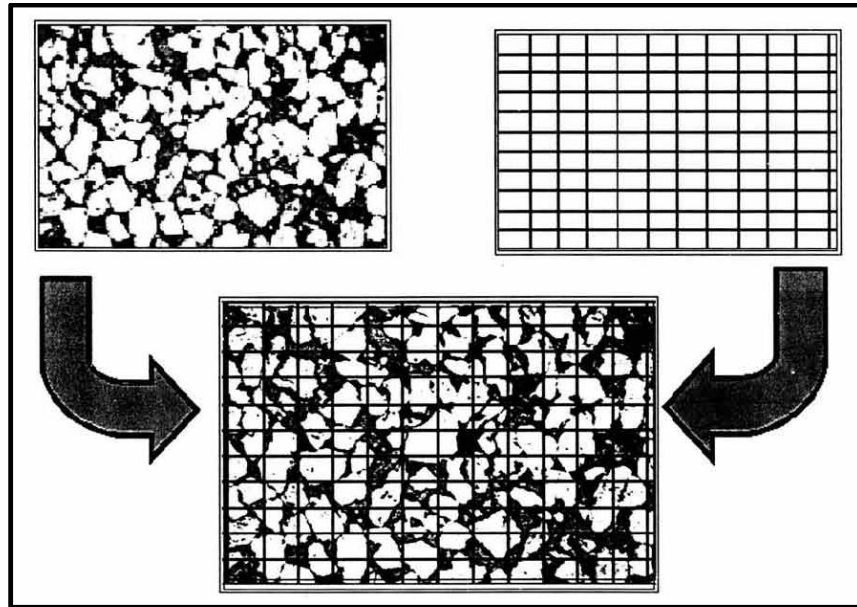


Fig. 4.9. Imagen microscópica, cuadrícula y combinación de ambas (Amyx,1969).

En caso de rocas con bajo nivel de cementación, se mide el volumen de la muestra (V_r), se pulveriza y se mide el volumen de sólidos (V_s) resultante. Con este método se puede medir la porosidad absoluta utilizando la Ecuación 4.2.

$$\phi_a = \frac{V_r - V_s}{V_r} \quad \text{Ec. 4.2.}$$

4.5.2B. POROSIDAD EFECTIVA (ϕ_e)

Para la evaluación en laboratorio de la porosidad efectiva se miden el volumen de roca (V_r), el volumen de poros conectados (V_{pc}) y el volumen de sólidos (V_s). Las Ecuaciones 4.3, 4.4 y 4.5 muestran la forma en que se deben relacionar los volúmenes para conocer la porosidad efectiva.

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad \text{Ec. 4.3.}$$

$$\phi_e = \frac{V_r - V_s}{V_r} \quad \text{Ec. 4.4.}$$

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_{pc} + V_s} \quad \text{Ec. 4.5.}$$

4.5.3. PERMEABILIDAD (K)

Las mediciones de permeabilidad de una muestra de roca se realizan con base en la Ecuación 4.6 desarrollada por Darcy para medir flujo viscoso a través de un medio poroso.

La ecuación relaciona la aceleración gravitacional (g), la profundidad (z), la longitud de la muestra (x), la permeabilidad de medio (K), la viscosidad del fluido (μ), la densidad del fluido (ρ), el cambio de la presión con respecto a la distancia $\left(\frac{dp}{dx}\right)$ y el cambio de la profundidad con respecto a la distancia $\left(\frac{dz}{dx}\right)$ para obtener el gasto (q) que atraviesa la muestra.

$$q = - \frac{K}{\mu \left[\frac{dp}{dx} - \rho g \left(\frac{dz}{dx} \right) \right]} \quad \text{Ec. 4.6.}$$

En análisis más simples se considera que el flujo dentro de la muestra de roca es horizontal e isotérmico, estas consideraciones simplifican las mediciones permitiendo utilizar la Ecuación 4.7 para obtener la permeabilidad.

$$K_f = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad \text{Ec. 4.7.}$$

También puede utilizarse un permeámetro para conocer el valor de la permeabilidad con el estudio de las velocidades de fluidos como son, agua, aceite, aire o nitrógeno que atraviesan el núcleo limpio.

Es posible medir diferentes tipos de permeabilidad, como son: la permeabilidad absoluta que depende exclusivamente de las características del medio, la permeabilidad a un fluido en la que la muestra se satura al 100% con el fluido de estudio, la permeabilidad efectiva a un fluido donde la muestra se satura con una combinación de dos o tres fluidos distintos dependiendo de las mediciones que se planea realizar.

La aplicación más relevante de estas mediciones es la de conocer la facilidad de flujo de un fluido en un medio poroso y su utilización para el cálculo de otras propiedades del medio.

4.5.4. TIEMPO DE TRANSITO (Δt)

Se define como el tiempo que tarda una onda de sonido (vibración) para atravesar una longitud determinada de la muestra de roca. Las mediciones se realizan en laboratorio generando una onda de sonido en un extremo del núcleo y registrando el tiempo que tarda en llegar al otro extremo utilizando para su cálculo la Ecuación 4.8 que relaciona el tiempo (t) que tarda en atravesar el núcleo y la distancia que recorre la onda (x).

$$\Delta t = \frac{t}{x} \quad \text{Ec 4.8.}$$

El tiempo de tránsito es utilizado para la calibración de registros sínicos de porosidad, para obtener la porosidad, el tipo de roca ya que se tienen registros de tiempo según el tipo de roca, además se utiliza en los cálculos de otras propiedades.

4.5.5. DENSIDAD (ρ)

Se define como la relación entre la masa y el volumen de la muestra de roca que se está sometiendo al estudio, dicha relación se muestra en la Ecuación 4.9.

$$\rho = \frac{m}{V} \quad \text{Ec. 4.9.}$$

Es posible medir diferentes densidades como son la densidad de la muestra completa (roca-fluidos (ρ_{rf})) donde la muestra se satura con los fluidos que contiene el yacimiento, la densidad de la roca (ρ_r) en la que la muestra se satura con aire o se vacía, y la densidad de la matriz (ρ_{ma}) para lo cual se mide el volumen total de sólidos.

Se utiliza para calibrar e interpretar los registros de densidad de los pozos, para determinar la porosidad y para el cálculo de otros parámetros.

4.5.6. COMPRESIBILIDAD (C)

Para realizar mediciones de compresibilidad en laboratorio se trata de reproducir las condiciones y sucesos del yacimiento, a medida que el yacimiento produce, los valores de compresibilidad van aumentando ya que al expulsar los fluidos del yacimiento todos los componentes se expanden.

La muestra es sometida a incrementos de presión a temperatura constante, durante los cuales se cuantifican los cambios de volumen de roca y de volumen de poros. Se utiliza la Ecuación 1.4 para cuantificar la compresibilidad de la roca o de la formación en laboratorio.

$$C = \frac{1}{V_r} \left(\frac{\Delta V_r}{\Delta p} \right)_T \quad \text{Ec. 1.1.}$$

Los resultados de estos análisis se utilizan para cuantificar los cambios de porosidad resultantes de los cambios de presión, los cambios de volúmenes ocasionados por los cambios de presión, para realizar cálculos de reservas y volúmenes remantes en el yacimiento, además del uso de los valores para calcular otras propiedades.

4.5.7. MOJABILIDAD (M)

El conocimiento de la mojabilidad es un factor clave en la determinación del mecanismo de recuperación y en la estimación de eficiencias de recuperación.

La mojabilidad también se utiliza para determinar las distribuciones de los fluidos dentro del espacio poroso, para determinar las características de flujo de fluidos y de corriente eléctrica dentro de la muestra. Además, se utiliza para planear técnicas de recuperación que se aplicarán en el futuro, ayudando a la determinación de la inversión necesaria para continuar el proyecto.

4.5.8. PRESIÓN CAPILAR (P_c)

Es posible obtener medidas de presión capilar por análisis de placa porosa, centrífuga de alta velocidad o técnicas de inyección de mercurio. Las placas porosas pueden ser estudiadas a temperatura ambiente o temperaturas elevadas. Los datos de técnicas centrífugas se encuentran limitadas a temperaturas ambiente o moderadas.

Los datos recabados pueden ser susceptibles de no ser tomados en condiciones de completo equilibrio ya que el tiempo necesario para que ocurra el equilibrio en el laboratorio es demasiado. Esto es debido a que la permeabilidad relativa de la fase mojante se vuelve tan baja que el equilibrio se alcanza muy lentamente. Además el método de la placa porosa provoca que se pueda perder contacto capilar entre la muestra del núcleo y la placa porosa. En ambos casos a alta presión capilar, P_c , los valores reportados de S_w pueden ser demasiado altos.

Los datos de presión capilar se aplican para definir la distribución de fluidos en el yacimiento, la estimación de saturaciones irreductibles, estimación de permeabilidades relativas, además de la utilización de esta propiedad en cálculos posteriores.

4.5.9. SATURACION DE FLUIDOS (S_f)

Para determinar la saturación de fluidos se pueden utilizar dos métodos diferentes, uno que cuantifica la saturación de forma directa al extraer los fluidos de la roca y el otro cuantifica la saturación de fluidos a partir de la medición de otra propiedad como puede ser la resistividad eléctrica.

El método directo es el que se utiliza para analizar las saturaciones de las muestras de roca recuperadas por métodos de núcleo.

Es posible obtener la saturación de fluidos al extraerlos de un núcleo recién recuperado, en este método es importante utilizar factores que conviertan los resultados de condiciones de superficie a condiciones de yacimiento.

También se puede utilizar inyección de fluidos, los cuales se cuantifican para desplazar los fluidos contenidos en la muestra o utilizar pruebas de presión capilar.

El espacio poroso no se encuentra vacío dentro del yacimiento, por lo que se considera que la suma de las saturaciones de los diferentes fluidos, satura completamente la muestra, es decir en un medio poroso con presencia de agua, aceite y gas en diferentes proporciones saturarán la muestra por completo. Esto se demuestra en la Ecuación 4.10.

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad \text{Ec. 4.10.}$$

4.5.9A. METODO DE LA RETORTA

Los líquidos (agua y aceite) contenidos en la muestra a condiciones de superficie se someten a un proceso de vaporización en un medio controlado, donde los fluidos evaporados y después condensados son

cuantificados para obtener las saturaciones, considerando la suma de éstos más el volumen de gas como el total de poros. El volumen de gas en la muestra se determina por separado con inyección de mercurio.

4.5.9B. DESTILACION – EXTRACCIÓN

El agua se retira de la muestra someténdola a un tratamiento con calor, el cual provoca su evaporación, para después enfriarse y extraerse por condensación, el aceite se remueve o se extrae utilizando solventes. La saturación se determina utilizando las pérdidas de peso producidas en la muestra debido a las operaciones de extracción de fluidos mencionadas.

4.5.10. PROPIEDADES ELECTRICAS

Pueden ser medidas introduciendo la muestra, saturada total o parcialmente con agua, en un circuito eléctrico para medir su resistencia. Muchos laboratorios tienen capacidad para hacer pruebas con 2 o 4 electrodos medidores a condiciones de yacimiento. Los datos que se pueden medir incluyen la resistividad de la zona invadida de agua (R_o), la resistividad de la zona saturada con agua y aceite (R_t), la resistividad del agua (R_w), el factor de formación (F), el índice de resistividad (I) y los exponentes de cementación (m) y saturación (n).

4.5.10A. RESISTIVIDAD ELÉCTRICA

Es una propiedad de especial valor entre las propiedades eléctricas ya que es muy utilizada para determinar zonas de interés económico en los yacimientos petroleros debido a la presencia de fluidos hidrocarburos, los cuales son altamente resistivos.

Para su medición se utiliza un fluido altamente conductivo, como puede ser una salmuera, para saturar la muestra con forma geométrica regular para facilitar la medición de resistividad de la muestra, la medición se basa en la Ley de Ohm. La muestra saturada con salmuera es colocada entre dos electrodos, se mide la resistencia que presenta al paso de corriente y se afecta por su geometría para obtener la resistividad.

Las mediciones de resistividad son utilizadas para conocer el grado de saturación de agua e hidrocarburos de la roca, también para apoyar la calibración e interpretación de registros eléctricos, así como para la determinación de otros parámetros.

4.6. APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA

Las muestras de roca proporcionan información útil y muy importante para la caracterización del yacimiento, como es el conocimiento del medio ambiente de depósito de los sedimentos, calibración de registros geofísicos de pozos, cálculos de reservas y otras aplicaciones que no se enfocan a la caracterización de las formaciones y del yacimiento.

4.6.1. AMBIENTES GEOLÓGICOS

A partir de las muestras recuperadas y los análisis realizados en ellas, es posible determinar el medio ambiente de depósito, así como la forma de transporte de los sedimentos y el proceso en que posteriormente se depositaron.

Para este fin, se realizan análisis, como puede ser el análisis radiactivo, llevando a cabo registros de rayos gama en los núcleos, en ellos los tamaños más pequeños de sedimento arrojarán medidas más elevadas de radiactividad y las mediciones más bajas serán las de zonas que contienen sedimentos más grandes, esto se debe a que las arcillas, que son sedimentos finos, contienen elementos radiactivos. Utilizando esta información es posible ayudar a inferir si el ambiente de depósito era deltaico o fluvial, por ejemplificar alguno.

4.6.2. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

Se puede también definir como el cálculo del volumen de hidrocarburos en el yacimiento. Si este cálculo se realiza con la información del primer pozo o pozo descubridor no brinda un resultado preciso; sin embargo, sí puede considerarse como una aproximación inicial, la cual se afinará con la información adquirida posteriormente, como es la proveniente de las pruebas en pozos así como de otros pozos que se perforarán.

Las propiedades que se utilizan en estos cálculos son la porosidad de la roca, la cual define el espacio que puede contener fluidos, a este espacio hay que restarle el que está saturado por agua, o bien multiplicarlo por la saturación de aceite. Estas propiedades (ϕ , S_w y S_o) son introducidas en la ecuación siguiente, utilizada en el cálculo de volúmenes.

$$N = \frac{A * h * \phi * (1 - S_w)}{Bo} \quad \text{Ec. 4.11.}$$

donde:

- N es el volumen original de aceite [bls]
- A es el área del yacimiento. [ft^2]
- H es el espesor del intervalo. [ft]
- ϕ es la porosidad de la formación. [fracción]
- S_w es la saturación de agua. [fracción]
- $(1 - S_w) = S_o$ [fracción]
- Bo es el factor de volumen del aceite. [bls/bls]

El área del yacimiento puede estimarse utilizando métodos sísmicos o por la información que proporcionan las secciones transversales de correlación preparadas con registros geofísicos de pozos, de igual forma el espesor del intervalo se puede estimar con la información de tales registros o con las medidas de distribución vertical de propiedades que arrojan los estudios en núcleos.

4.6.3. PERMEABILIDADES

En los núcleos obtenidos del proceso de toma de muestras es posible realizar mediciones en laboratorio de permeabilidad, tanto vertical como horizontal, extrayendo núcleos pequeños de los núcleos más grandes (Figura 4.10A), a los cuales se les realizan mediciones de diferentes parámetros (Figura 4.10B), para que, con ellos y utilizando la ecuación de Darcy se obtengan valores de permeabilidad a algún fluido o la absoluta.

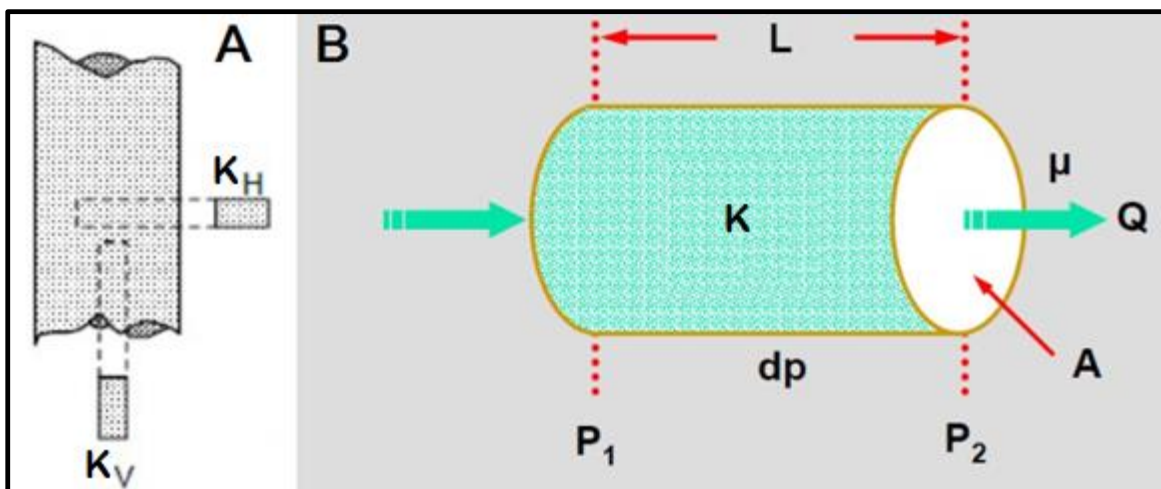


Figura. 4.10. Forma de extraer tapones (A) y parámetros a medir para obtener la permeabilidad (B) (E. R. Crain, 2006).

Con la ecuación de Darcy (Ecuación 4.12) se calculan los valores de permeabilidad a algún fluido, utilizando para este fin las mediciones realizadas al núcleo pequeño (Fig. 4.10A).

$$Q = \frac{KA(P_2 - P_1)}{\mu L} \quad \text{Ec. 4.12.}$$

donde:

- Q es la tasa de flujo. [bls]
- K es la permeabilidad al fluido de análisis. [mD]
- A es el área transversal. [ft^2]
- $P_2 - P_1$ es la caída de presión entre los puntos de medición. [psi]
- L es la longitud del tapón. [ft]
- μ es la viscosidad del fluido de análisis. [cp]

Bajo condiciones especiales de medición se puede obtener la permeabilidad absoluta.

4.6.4. DISTRIBUCION VERTICAL DE PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Dado que se realiza el núcleo de una columna de formación es posible determinar perfiles de distribución de las propiedades de los núcleos cortados. Los perfiles se utilizan para conocer las unidades de flujo que existe en la formación nucleada.

4.6.4A. DISTRIBUCIÓN VERTICAL DE POROSIDAD

Mediante los análisis realizados a núcleos en laboratorio, es posible crear gráficos de profundidad vs porosidad, como el mostrado en la Figura 4.11, los cuales indican las variaciones verticales de la porosidad y de las capacidades de almacenamiento.

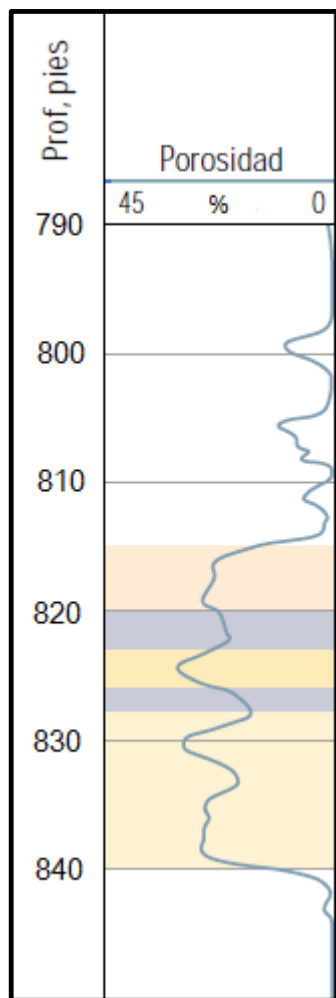


Fig. 4.11. Perfil de porosidad efectiva (Schlumberger, 2009).

4.6.4B. DISTRIBUCION VERTICAL DE PERMEABILIDAD ABSOLUTA

Con los diversos valores de permeabilidad absoluta que se obtienen de los estudios de laboratorio se crean gráficas de profundidad vs permeabilidad, las cuales son utilizadas para conocer la variación vertical de la permeabilidad absoluta dentro del espesor del estrato con hidrocarburos, como se muestra en la Figura 4.12.

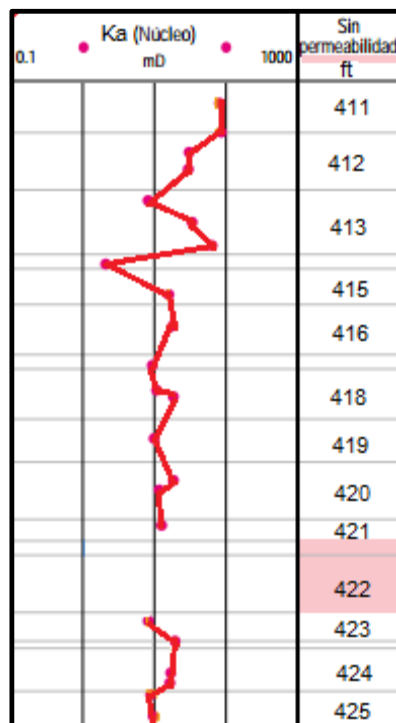


Fig. 4.12. Perfil de permeabilidad absoluta (Schlumberger, 2009).

4.6.5. DISTRIBUCION VERTICAL DE FLUIDOS

Al cortarse los núcleos son marcados con las profundidades de los intervalos en los que fueron extraídos, a éstos se les realizan pruebas para conocer la saturación de fluidos que contienen. Utilizando ambos datos (saturaciones y profundidades) se puede definir la distribución de los fluidos contenidos en el yacimiento. Por ejemplificar, en un yacimiento con contenido de gas, aceite y agua o sea de aceite saturado, se podrían

describir las profundidades en las que se encuentran distribuidos los fluidos en el yacimiento, como se muestra en la Figura 4.13.

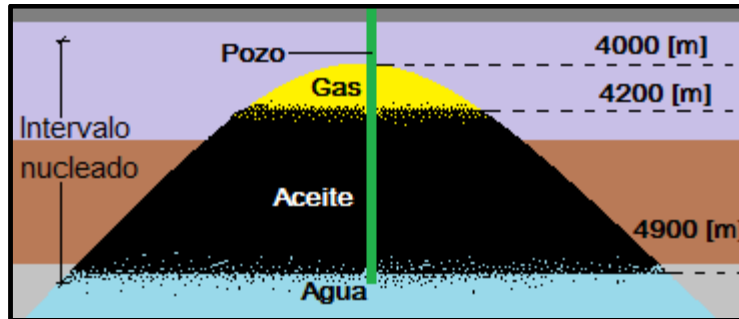


Fig. 4.13. Datos de núcleos y distribución aproximada de fluidos.

4.6.5A. ESTIMACION DE ZONAS DE TRANSICION ENTRE FLUIDOS

Debido a que los fluidos de un yacimiento (aceite, gas, agua) se encuentran en un medio poroso, no existe un cambio brusco verticalmente entre ellos, cambios de gas a aceite, de aceite a agua, o de gas a agua, sino que el cambio es gradual en un cierto intervalo, generando lo que se conoce como zona de transición entre fluidos. En esa zona las saturaciones de los fluidos en el yacimiento cambian su valor de saturación mínima a máxima. Por ejemplo, la zona de transición entre el aceite y el agua, es el espesor de la formación donde las saturaciones de aceite y de agua cambian de valores mínimos a máximos, como se muestra en la Figura 4.14, en la cual del valor mínimo de saturación de agua es de 20% y el valor máximo de saturación de agua es de 100%.

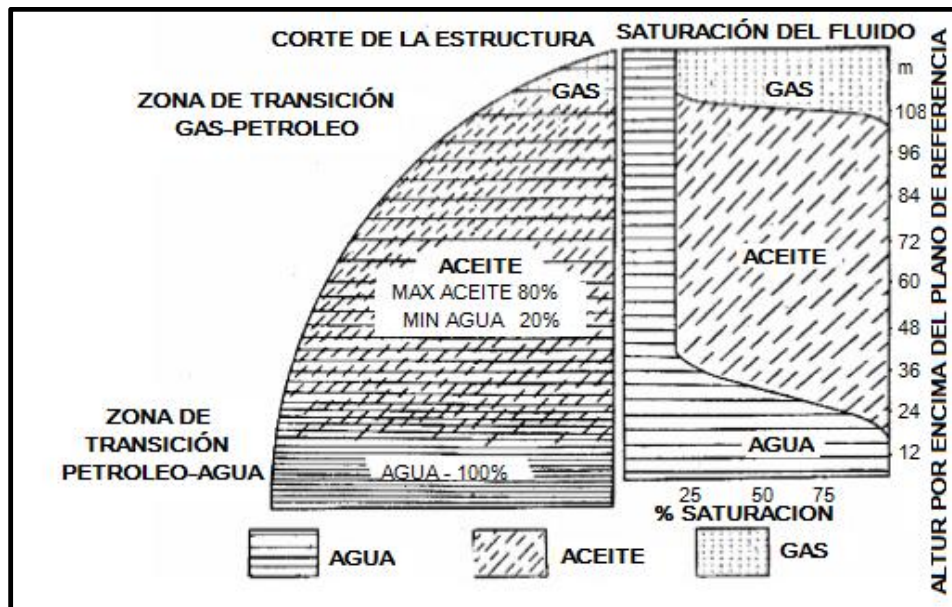


Fig. 4.14. Representación de una zona de transición agua-aceite.

Estas zonas pueden estimarse con los datos de saturación de fluidos, obtenidos de análisis de laboratorio sobre núcleos, aunque no serán muy precisas, ya que la determinación de estas zonas requiere mucha más información, si serán una aproximación que permitirá ampliar inicialmente el conocimiento petrofísico del yacimiento.

4.6.6 CALIBRACIÓN DE REGISTROS

Además, las mediciones obtenidas en el análisis de muestras de rocas permiten la calibración de los registros geofísicos de pozos, como son: los registros de porosidad, los de resistividad y los radiactivos, entre otros. Los análisis efectuados a las muestras y la calibración de los registros, permiten la correcta interpretación cuantitativa de los registros geofísicos tomados en las operaciones de perforación.

A continuación se ejemplifica lo mencionado en el párrafo anterior, relacionando los datos de porosidad medidos en núcleos con los datos de tiempo de tránsito tomados en el registro sísmico de porosidad del pozo.

La Figura 4.15 muestra una parte de un registro, en el cual se pueden observar las mediciones del registro SP, mediciones del registro sísmico de porosidad y el registro de las porosidades medidas en laboratorio a núcleos.

De la Figura 4.15 se toman valores de porosidad del núcleo y tiempo de tránsito cada 2 metros de profundidad y se grafican. La gráfica resultante muestra una serie de puntos a los cuales se les aplica algún método de regresión para generar una línea de tendencia, esta línea de tendencia tiene una ecuación de porosidad que depende del tiempo de tránsito, la cual se utiliza para conocer valores de porosidad con tan solo sustituir el valor de tiempo de tránsito en ella.

La Figura 4.16 muestra la gráfica de puntos dispersos y la línea de tendencia con su ecuación, la cual permitirá obtener valores de porosidad en secciones de la formación no muestreadas en el pozo nucleado o en otros pozos no nucleados del mismo yacimiento.

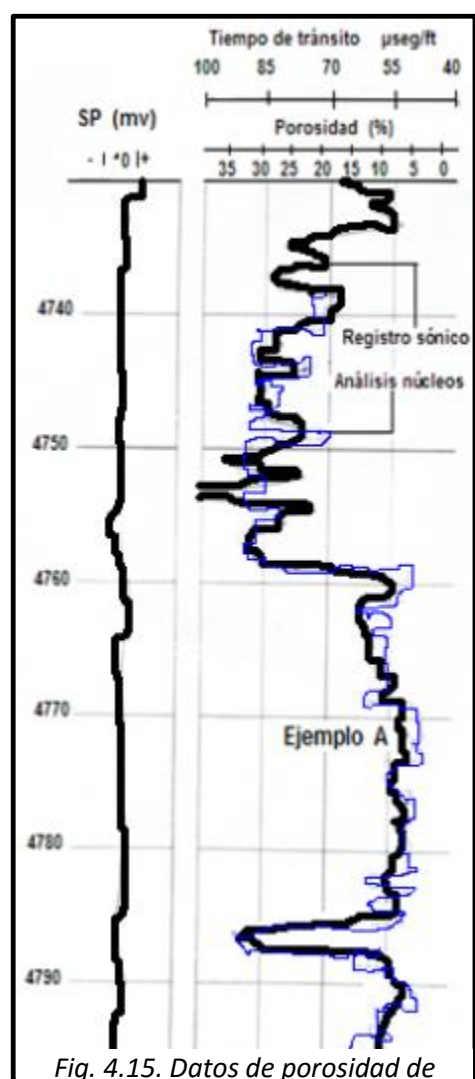


Fig. 4.15. Datos de porosidad de núcleo y tiempo de tránsito del registro sísmico de porosidad (Schlumberger, 2009).

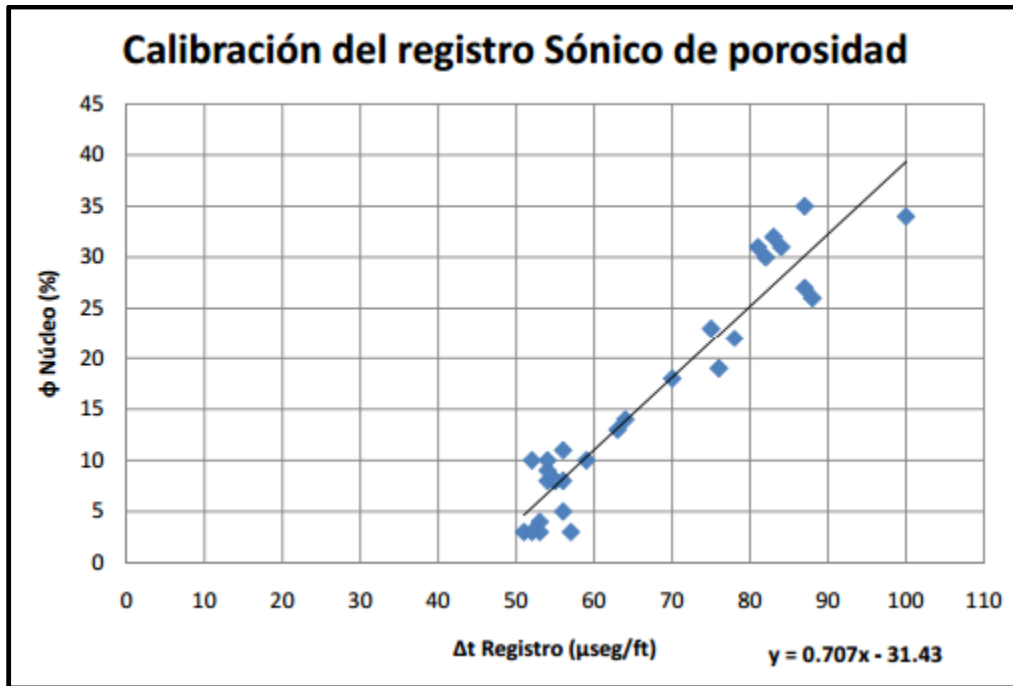


Fig. 4.16. Gráfica porosidad vs tiempo de tránsito con línea de tendencia media y su ecuación.

4.6.7. APLICACIONES FUERA DE LA CARACTERIZACIÓN

Las muestras de rocas proveen información no solo para las operaciones en el pozo descubridor que se está perforando, sino que también proporcionan información importante para la perforación de los pozos siguientes o sea los de desarrollo.

4.6.7A. PROCESOS DE RECUPERACION

La información proveniente de los análisis a muestras de roca también es utilizada con el fin de optimizar las operaciones de extracción de hidrocarburos, como son: los procesos de recuperación primaria, secundaria y mejorada que se implementarán, debido a que al conocer datos de la roca y del sistema roca-fluidos, será posible establecer los métodos que se utilizarán.

4.6.7B. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.

Datos obtenidos de análisis de núcleos son de vital importancia en procesos posteriores como la simulación numérica de yacimientos, ya que son utilizados para realizar predicciones de comportamiento de los yacimientos.

4.6.7C. CALCULOS ECONÓMICOS

Para el cálculo de datos económicos que involucren a las reservas del yacimiento, se utilizan los valores proporcionados por los análisis petrofísicos en laboratorio, que al integrarlos con los datos de gastos referentes a los costos de producción, proporcionan estimaciones del valor presente neto del proyecto.

5. INFORMACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

Los registros geofísicos de pozo se enfocan en ayudar en el entendimiento de varios aspectos de la ingeniería petrolera, por ejemplo: en la definición y ubicación de la existencia de hidrocarburos, así como para poder interpretar e identificar las características petrofísicas y geológicas de la formación de interés (porosidad, litología y cuantitativamente la saturación de fluidos de la formación). También tienen otras aplicaciones en las distintas áreas técnicas que corresponden a ciencias de la tierra para la identificación de zonas de interés económico.

Actualmente se tienen registros geofísicos de pozo que se toman con cable, ya hecho el pozo, y registros que se toman a tiempo real, durante la perforación del pozo.

Los registros geofísicos con cable pueden ser tomados en agujero abierto y revestido. En agujero abierto proporcionan información sobre parámetros que se utilizan para determinar propiedades de un yacimiento petrolero, tales como: espesor, porosidad, saturación de fluidos, litología, ambiente geológico de depositación, entre otros. En agujero revestido, los registros con cable permiten efectuar con rapidez un buen control sobre la profundidad, operaciones de disparo, colocación de herramientas (tapones, empacadores) y diversas operaciones de control (evaluación de la cementación, producción, reevaluación de intervalos).

Los registros geofísicos ayudan mucho a los profesionales para poder definir las posiciones estructurales de los yacimientos, así como para poder evaluar mejor las fallas y fracturas que pudieran presentarse en la perforación y en el caso de pozos exploratorios, los registros son una parte esencial para obtener información de la columna estratigráfica perforada por primera vez y porque los datos registrados servirán para iniciar la caracterización del yacimiento descubierto. }

5.1. INFORMACIÓN A PARTIR DE LOS TIPOS DE REGISTROS

Para este tema se considera la clasificación de los registros por el objetivo de la aplicación, lo cual da lugar a tres grupos:

- Registros de litología.
- Registros de porosidad.
- Registros de resistividad o de saturación.

5.1.1. OBTENCIÓN DE INFORMACION DE REGISTROS DE LITOLOGÍA

Los registros de litología determinan el tipo de formación, también permiten identificar las zonas permeables. Los registros para estas características son los de potencial espontáneo (SP) y los de rayos gama naturales (RG).

5.1.1A. REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTANEO

El potencial espontáneo fue medido por primera vez por Conrad Schlumberger, Marcel Schlumberger y EG Leonardon en 1931, y lo que se publicó por primera vez fueron ejemplos de campos de petróleo de Rusia. El potencial espontáneo es un tipo de registro geofísico, también se usa como sondeo eléctrico vertical.

PRINCIPIO DE MEDICIÓN

El registro de potencial espontáneo graba el potencial eléctrico establecido entre un electrodo en la sonda que va recorriendo el pozo perforado y un segundo electrodo que está situado en la superficie de la tierra, cerca del agujero. Este registro puede ser únicamente usado en agujeros abiertos (que no estén entubados) llenados con lodo conductivo y depende, fundamentalmente, de la diferencia de salinidad entre el filtrado del lodo de perforación y el agua de la formación, ver Figura 5.1.

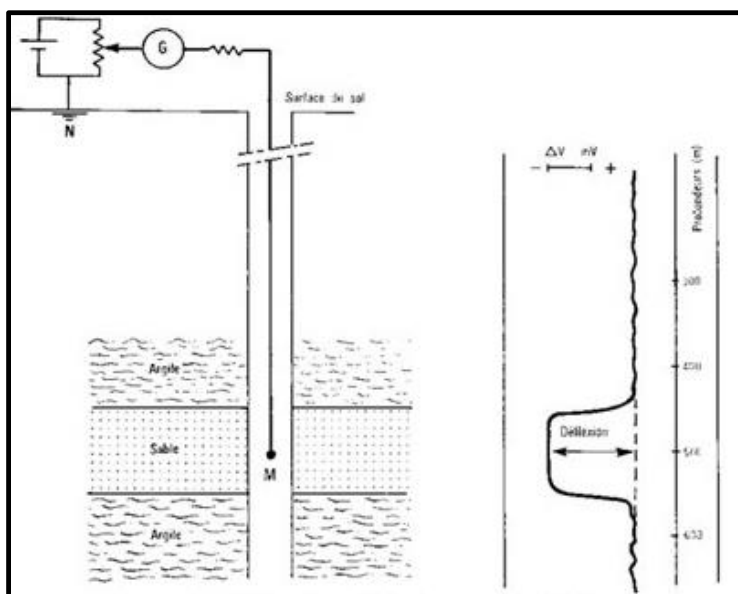


Fig. 5.1. Esquema de medición y registro SP (Schlumberger, 2012).

La curva de potencial espontáneo es un registro de fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas in situ. La curva de SP registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por la interacción del agua congénita de la formación el filtrado, del fluido de perforación conductivo y ciertas rocas selectivas de iones (lutitas). Generalmente la curva de SP se representa en la pista 1 (pista izquierda) del registro. Por lo general, se mide conjuntamente con algún otro registro, como el de resistividad o de porosidad. En la actualidad casi todo registro de pozo incluye la curva de SP y/o GR (Figura 5.2).

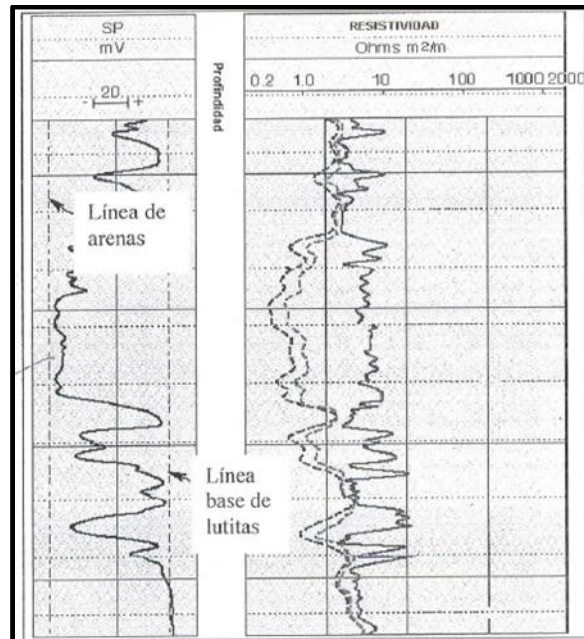


Fig. 5.2. Curva de potencial espontáneo (Schlumberger, 2012).

Frente a las lutitas las lecturas de la curva del SP son más o menos consistentes y tienden a seguir una línea recta en el registro, llamada línea base de lutitas. Frente a formaciones permeables y limpias (sin material arcilloso o muy poco), la curva del SP se aparta de la línea base de lutitas. En capas de suficiente espesor, tiende a alcanzar una desviación consistente definiendo una línea llamada de arenas. La desviación puede ser hacia la izquierda (negativa) o hacia la derecha (positiva), dependiendo de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo.

El SP no se puede registrar en pozos llenos de lodos no conductores, porque tales lodos no forman una conexión eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. Además, si las resistividades o salinidades del filtrado del lodo y del agua de formación son del mismo valor, las desviaciones del SP serán pequeñas curvas y la lectura será achatada sin variaciones apreciables.

APLICACIONES PARA LA CARACTERIZACIÓN

Para el registro de potencial espontáneo es necesario que se utilicen lodos ordinarios (lodos base agua). La curva del SP o potencial espontáneo de las formaciones permite:

- Delimitar intervalos permeables.
- Delimitar capas.
- Correlacionar capas.
- Determinar la resistividad del agua intersticial.
- Determinar cualitativamente la cantidad de arcilla en una capa.
- Identificación relativa del tipo de litología.
- Identificar aspectos litológicos, texturales.
- Identificar ambiente de depósito

5.1.1B. REGISTRO DE RAYOS GAMA (GR)

El registro de Rayos Gama mide la radioactividad natural emitida por las formaciones del subsuelo. La curva de Rayos Gama indica la magnitud de tal radiación natural. Todas las rocas contienen cierta cantidad de material radioactivo (U, Th, k) que emite Rayos Gama. Los elementos altamente radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas o las lutitas, por consiguiente las lutitas y las arenas altamente lutíticas (arenas arcillosas) muestran una radioactividad alta, en tanto que las arenas limpias y los carbonatos generalmente exhiben niveles bajos de radioactividad, a menos que estén contaminadas de cenizas volcánicas o las aguas de formación contengan sales disueltas de algún material radioactivo.

Rocas que contienen mezclas de minerales de alta y baja radioactividad manifestarán radioactividad intermedia. Asimismo, si el fluido que satura los poros es radioactivo, la roca será radioactiva. En la Figura 5.3 se muestra el comportamiento de la curva de GR ante las rocas con alta radioactividad y baja radioactividad.

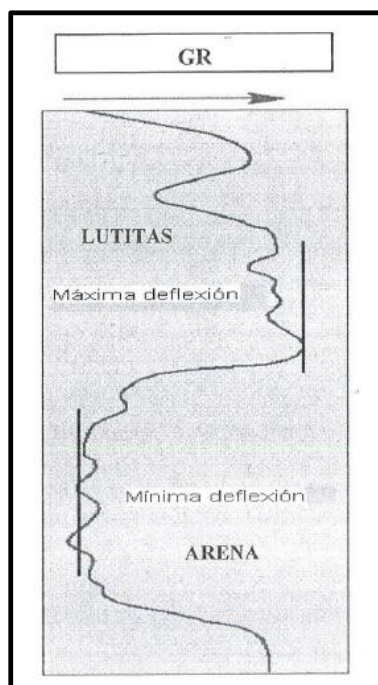


Fig. 5.3. Curva de Rayos Gama (Pemex,1995).

La curva de Rayos Gama puede ser registrada en pozos ademados y no ademados, lo que la hace muy útil en operaciones de terminación y reacondicionamiento de pozos. Es frecuentemente usada como sustituto del SP (Potencial Espontaneo) en los pozos entubados donde es imposible obtener el SP, o en pozos abiertos cuando el SP no es satisfactorio; por ejemplo, en formaciones de alta resistividad, como son los sedimentos carbonatados. En ambos casos es útil en la identificación de capas no arcillosas y para correlaciones.

Otra ventaja sobre el SP es que se puede medir cuando el pozo se perfora con un lodo muy salado, con lodo a base aceite o con gas. En la Figura 5.4 se esquematiza el comportamiento típico que se obtiene en un registro RG.

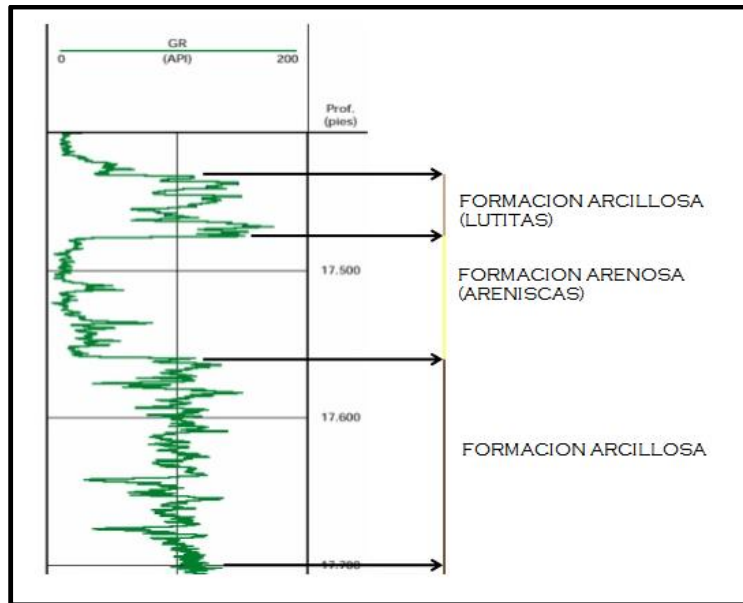


Fig.5.4. Comportamiento del registro de Rayos Gama.

APLICACIONES PARA LA CARACTERIZACION

Para la caracterización estática del yacimiento, un registro de rayos gama es de mucha utilidad porque proporciona una mayor cantidad de información que un registró de SP, a continuación se presenta una lista de los aspectos en que ayuda a la caracterización de un yacimiento:

- Determinar litología.
- Determinar granulometría.
- Correlacionar pozo a pozo.
- Detección de discontinuidades y transgresiones.
- Determinar el volumen de arcilla en las formaciones.
- Detección de fracturas.
- Permite el análisis mineralógico de mezclas litológicas complejas.
- Detectar y evaluar minerales arcillosos en la roca y en el agua de formación.

El registro de rayos gama es principalmente utilizado para la detección de intervalos arcillosos y límites de capas, en combinación con otros registros también se puede obtener con más claridad la litología de las formaciones.

Tal vez su aplicación más importante radica en la estimación del volumen de arcilla en las formaciones ya que la respuesta de las curvas frecuentemente son mejores indicadores de arcillosidad. La cantidad y los tipos de elementos que encuentran presentes en las formaciones, están determinados por su manera de depósito así como lo que ocurrió después de su depósito,

por lo tanto, las curvas de correlación calculadas para cada elemento radiactivo permiten detectar, evaluar y determinar su medio ambiente de depósito.

En la Figura 5.5 se muestra un registro de rayos gama, junto con un neutrón, y su relación con la litología

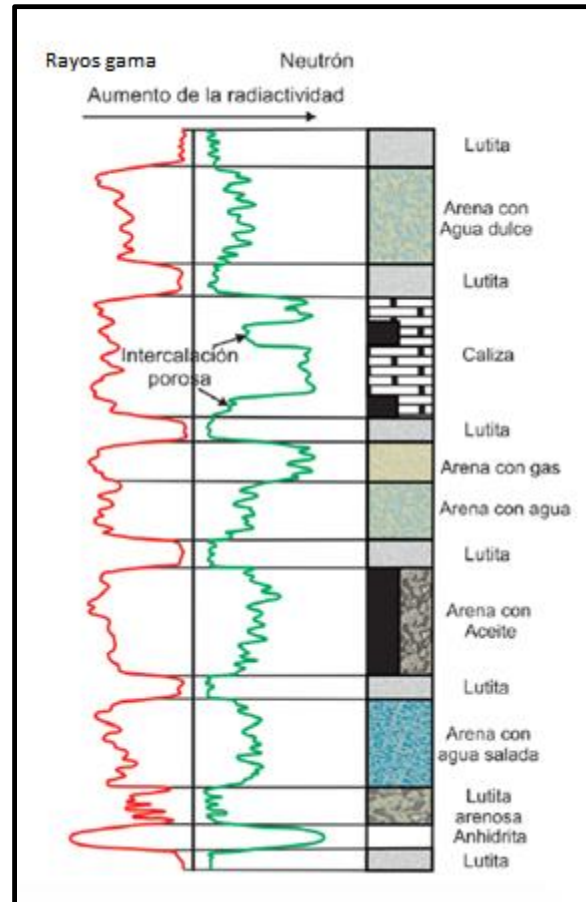


Fig. 5.5. Emisión de rayos gama de varias formaciones (PEMEX, 1995).

5.1.2. OBTENCION DE INFORMACIÓN DE REGISTROS DE POROSIDAD

La porosidad es definida como la capacidad de una formación para contener fluidos y es denotada por el símbolo griego (Φ). Por definición, porosidad es el volumen poroso de la roca dividido entre el volumen total de ella. La porosidad de una roca puede ser primaria, tal como la porosidad intergranular de una arenisca, o secundaria. La porosidad secundaria puede ser por dolomitización, canales de solución o fracturamiento.

5.1.2A. REGISTRO SÓNICO

El sonido es una forma de energía radiante de naturaleza puramente mecánica, es una fuerza que se transmite desde una fuente de sonido como un movimiento molecular del medio. Este movimiento es vibratorio debido a que las moléculas conservan un arreglo en condiciones estáticas. Al recibir la onda acústica cada molécula transfiere su energía a la siguiente.

El registro sónico mide el tiempo mínimo requerido para que una onda acústica viaje verticalmente a través de un pie de formación adyacente al agujero, es decir el tiempo requerido por una onda de sonido para recorrer un pie de formación. Conocido también como “tiempo de tránsito (Δt)”, es el valor del recíproco de la velocidad de una onda de sonido. El tiempo de tránsito de una roca depende principalmente de su litología y su porosidad. La dependencia de la porosidad, conocida la litología, hace que el registro sónico sirva como registro de porosidad. El tiempo de tránsito sónico integrado es muy útil en la interpretación de registros sísmicos. En resumen, el registro sónico mide el tiempo mínimo requerido para que una onda acústica viaje verticalmente a través de un pie de formación adyacente el agujero.

En el equipo sónico los impulsos son repetitivos y el sonido aparecerá como áreas alternadas de compresiones y refracciones llamadas ondas. Esta es la forma en que la energía acústica se transmite en el medio.

FUNDAMENTO

Cuando un transmisor es activado por un pulso, se genera una onda de sonido la cual penetra la formación. Se mide el tiempo transcurrido entre la detección del primer arribo a los receptores correspondientes. Los transmisores son activados alternadamente, los valores de Δt son promediados automáticamente en la superficie. El computador también integra los tiempos de tránsito para obtener el tiempo total de tránsito.

EQUIPO

La velocidad del sonido en la sonda sónica y en el lodo de perforación es menor que en la formación, consecuentemente, los primeros arribos de energía acústica a los receptores corresponden a recorridos del sonido dentro de la formación cerca de la pared del pozo. Por lo tanto, el diámetro de investigación del registro sónico es de pocas pulgadas.

Aparatos actualmente muy utilizados para la obtención de perfiles sónicos son el tipo BHC (Bore Hole Compensated, Figura 5.6). Este tipo de sonda elimina substancialmente los efectos debidos a cambios de diámetro en el pozo, como también los errores producidos por la sonda.

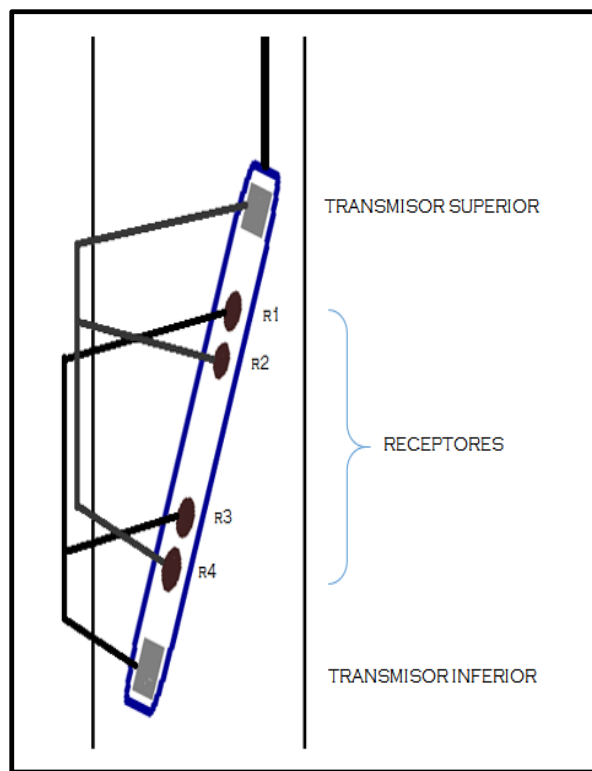


Fig. 5.6 Arreglo de la sonda BHC.

APLICACIONES PARA LA CARACTERIZACIÓN

Los registros sónicos de porosidad son unos de los registros más importantes, por sus múltiples aplicaciones que tienen en los aspectos geológicos y petrofísicos de las formaciones, lo que los hace una fuente de valores muy importante para la caracterización del yacimiento. Algunas aplicaciones principales son las siguientes:

- Determinación del tipo de litología
- Detección de fracturas
- Determinación de la porosidad primaria y la porosidad secundaria de las formaciones
- Detección de gas y aceite
- Localización de los yacimientos
- Medición de la velocidad compresional y la velocidad de cizalla de las formaciones
- Correlaciones entre pozos: calibración de secciones sísmicas, sismogramas sintéticos

Otras aplicaciones:

- Geomecánicas: analiza la mecánica de la roca, determina la presión de poro, evalúa la ubicación y estabilidad del pozo
- Integridad del pozo: evalúa la calidad de cementación

DETERMINACION DE LA POROSIDAD

Con base en experimentos en laboratorio, Wyllie llegó a la conclusión de que en formaciones limpias y consolidadas con pequeños poros distribuidos uniformemente, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito.

Ecuación de Wyllie (Ec. 5.1) para formaciones limpias

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad \text{Ec 5.1.}$$

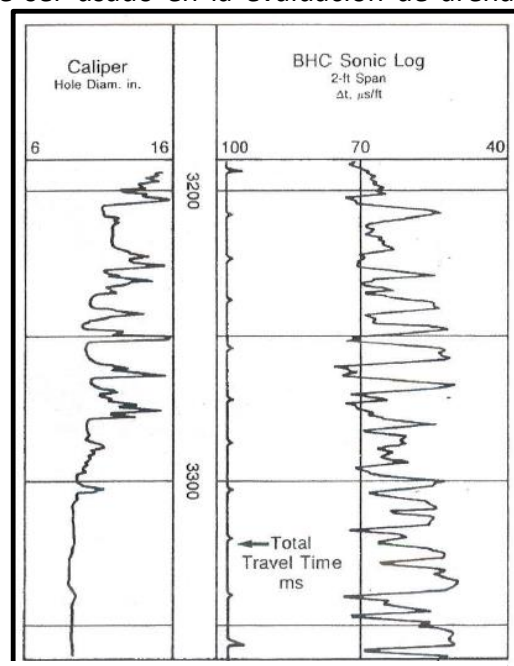
donde:

- ϕ : porosidad.
- Δt : Δt del registro para la formación de interés.
- Δt_f : Δt del fluido saturante.
- Δt_m : Δt de la matriz.

En combinación con otros registros de porosidad puede ser usado en la evaluación de arenas arcillosas y en la definición de litología y de porosidad secundaria.

PRESENTACION DEL REGISTRO

Las velocidades sónicas en litologías de formaciones comunes fluctúan alrededor de 6000 a 23000 pies/seg. Para evitar fracciones decimales pequeñas se registra el inverso de la velocidad t en microsegundos por pie. El tiempo de tránsito por lo general se registra en escala lineal en las pistas 2 y 3 (Figura 5.7). También se puede registrar simultáneamente, en la pista 1 una curva SP y/o una calibración de agujero.



5.1.2B. REGISTRO DE DENSIDAD

Se basa en la medición de la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gama entre una fuente y un receptor. La sonda del registro de densidad tiene una fuente de rayos gama, los cuales colisionan con los átomos presentes en la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los rayos gama dispersos liberados en las colisiones.

El registro de densidad es un registro radioactivo que mide la densidad total de la formación (ρ_b) con base en el fenómeno Compton (transferencia de una parte de la energía de un rayo gama a un electrón, al momento de chocar ambos). Se bombardean rayos gama a la formación y son dispersados por los electrones de los átomos del material, perdiendo energía.

Si el material es muy denso (contiene muchos electrones) los rayos gama introducidos a la formación son esparcidos más (existen más choques) por lo que la mayor cantidad de ellos son absorbidos y pocos llegan al detector de la sonda. En formaciones con pocos electrones (menor densidad) los rayos gama no pierden tanta energía, por lo que pocos son absorbidos y muchos llegan al detector.

La densidad de las formaciones se relaciona con la porosidad: densidades altas corresponden a porosidades bajas y viceversa, para una litología conocida. En este registro, las lutitas generalmente muestran densidades medias a altas (baja porosidad).

El registro de densidad de la formación se utiliza principalmente como registro para obtener la porosidad. La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la localización de las zonas con gas, evaluación de arenas con arcilla y de litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de aceite, cálculo de presión de sobrecarga, y propiedades mecánicas de las rocas.

FUNDAMENTO

La fuente radioactiva colocada en el patín de la sonda es aplicada contra la pared del pozo. Esta fuente emite hacia la formación rayos gama de mediana energía.

Los rayos gama pueden ser considerados como partículas de alta velocidad que chocan contra los electrones de la formación. En cada choque un rayo gama cede algo de su energía cinética, pero no toda, al electrón y continua su trayectoria con menor energía. Este tipo de interacción se conoce como efecto Compton de dispersión.

Los rayos gama dispersos llegan a un detector colocado a una distancia fija de la fuente y son evaluados con una medida de densidad de la formación ya que el número de rayos gama de efecto Compton están directamente relacionados con el número de electrones en la formación.

De este modo, la medición del equipo de densidad está relacionada esencialmente con la densidad de los electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. Por otra parte, la densidad de los electrones está relacionada con la densidad total (ρ_b), en gr/cm^3 , de la formación. Esta última a su vez depende de la densidad de la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que ocupan los poros.

EQUIPO

Para disminuir el efecto de la columna de lodo tanto la fuente como el detector están montados en el patín cubierto, como se puede ver en la Figura 5.8. Se aprietan las aperturas en el blindaje contra la pared del pozo mediante un brazo excéntrico, la fuerza ejercida por el brazo y el diseño en forma de arado del patín, le permiten cortar los enjarres suaves, caso común en pequeñas y medianas profundidades. En zonas de enjarre más consistente algo del mismo lodo puede quedar entre el patín y la formación. En este caso, el enjarre es registrado por el equipo como si fuera formación y, por lo tanto, su influencia debe ser tomada en cuenta.

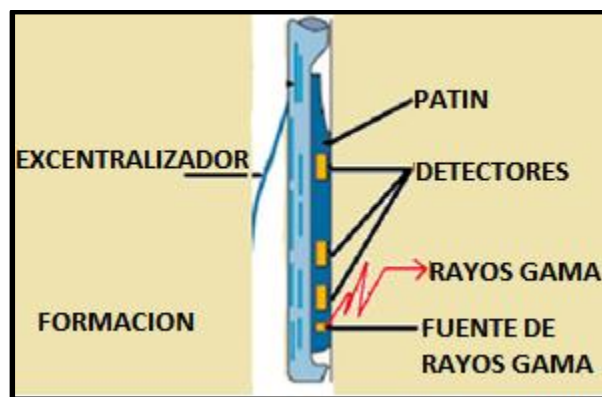


Fig. 5.8. Herramienta del registro de densidad.

PRESENTACION DEL REGISTRO

La curva de densidad total, ρ_b , se registra en las pistas 2 y 3 con una escala de densidad lineal, en gramos por centímetro cúbico, Figura 5.9. La curva que muestra cuánto se corrige la curva de densidad por efecto del enjarre y rugosidad de la pared del pozo, se registra en la pista 2 y la curva de calibre del agujero se ubica en la pista 1.

También puede registrarse una curva de porosidad opcional en las pistas 2 y 3. Esta es una solución continua de la Ecuación 5.2.

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ec. 5.2.}$$

con la utilización de valores preseleccionados de ρ_{ma} y ρ_f de acuerdo con las condiciones existentes. También se puede registrar simultáneamente a lo anterior, en la pista 1, una curva de rayos gama.

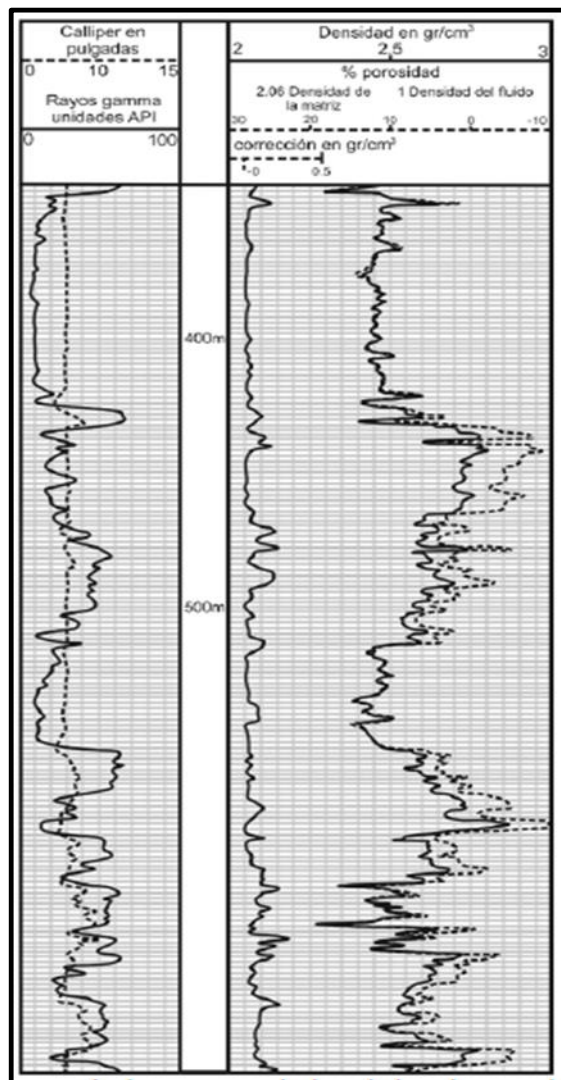


Fig. 5.9. Registro de densidad (Bassiouni, 1994).

APLICACIONES PARA LA CARACTERIZACIÓN

- Determinar la composición mineralógica
- Identificar fracturas
- Determinar la densidad de los hidrocarburos
- Determinar presiones anormales
- Determinar la porosidad de la formación

POROSIDAD A PARTIR DEL REGISTRO DE DENSIDAD

Para una formación limpia con una matriz de densidad conocida, ρ_{ma} , que tenga una porosidad, ϕ , que tenga un líquido de densidad promedio, ρ_f , la densidad total de la formación será dada por la Ecuación 5.3:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad \text{Ec. 5.3.}$$

Para fluidos usuales (excepto gas e hidrocarburos ligeros) y para minerales comunes de las matrices de yacimiento, la diferencia entre la densidad aparente, ρ_a , que lee el registro de densidad y la densidad total, ρ_b , es tan pequeña ($\rho_b = \rho_a$), que no se toma en cuenta, convirtiéndose en la Ecuación 5.2.:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ec. 5.2.}$$

El fluido que satura los poros de las formaciones permeables es mayormente filtrado de lodo, este filtrado puede tener una densidad que va desde

menos de 1 hasta más de 1.1[g/cm³] dependiendo este valor de su salinidad, temperatura y presión.

5.1.2C. REGISTRO DE NEUTRONES.

El registro neutrón mide la habilidad de las formaciones para atenuar el paso de neutrones a través de ellas.

Por medio de una fuente radioactiva colocada en la sonda, se emiten neutrones con alta energía (alta velocidad) a la formación. Estos neutrones chocan con átomos de los materiales existentes en la formación y se desaceleran (pierden energía) hasta alcanzar en muy poco tiempo un estado tal que se mueven al azar, sin ganar ni perder energía. En este estado, llamado térmico, los neutrones son capturados por varios materiales. Al momento de la captura, el núcleo capturado se excita intensamente y emite un rayo gama de captura que es registrado por el contador colocado, también en la sonda, a cierta distancia de la fuente de neutrones. Dependiendo del tipo de sonda, se registran los rayos gama de captura o los neutrones mismos.

PRINCIPIO

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras; cada una tiene una masa casi idéntica a la masa de un átomo de hidrógeno. Una fuente radioactiva en la sonda emite constantemente neutrones de alta energía (rápidos). Estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación, en lo que podría considerarse como colisiones elásticas, y en cada choque o colisión el neutrón pierde algo de su energía.

La cantidad de energía perdida por colisión depende de la masa relativa del núcleo con el que choca el neutrón. La mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón golpea un núcleo con una masa prácticamente igual, es decir un núcleo de hidrógeno. Las colisiones con núcleos pesados no desaceleran mucho al neutrón. Por lo tanto, la desaceleración de neutrones depende en gran parte de la cantidad de hidrógeno de la formación.

En una formación limpia, el hidrógeno se encuentra solo en el agua y en el aceite, ambos fluidos contienen aproximadamente la misma cantidad de hidrógeno.

Cuando la concentración de hidrógeno del material que rodea a la fuente de neutrones es alta, la mayoría de éstos son desacelerados y capturados a una corta distancia de la fuente. Por el contrario, si hay poca concentración de hidrógeno, los neutrones se alejan de la fuente antes de ser capturados. De acuerdo con esto, la tasa de conteo en el detector aumenta para bajas concentraciones de hidrógeno y viceversa.

La herramienta de registro neutrón (Figura 5.10) es del tipo mandril y está especialmente diseñada para combinarse con cualquier otra herramienta para proporcionar un registro de neutrones simultáneo. La herramienta de la Figura es un instrumento de detección de neutrones térmicos de doble espaciamiento. El equipo de superficie mide la frecuencia promedio de conteo de los dos detectores para producir un registro en una escala lineal del índice de neutrones capturados. Esta herramienta puede correrse en agujeros llenos de fluido, revestido o abierto pero no se puede usar en agujeros con gas.

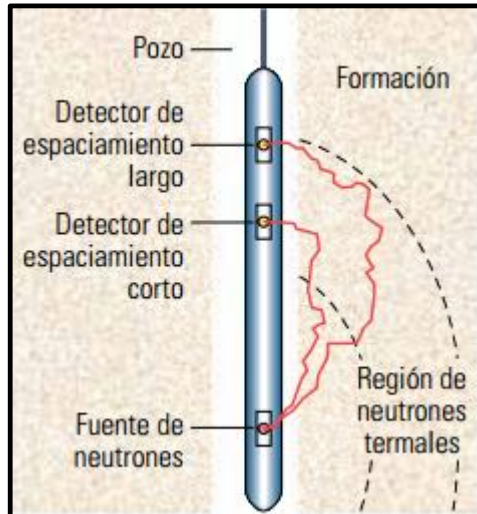


Fig. 5.10. Herramienta registro neutrón (Schlumberger 2012).

Los valores de porosidad se registran linealmente en las pistas 2 y 3. Como lo muestra la Figura 5.11 los registros de neutrón se graban en unidades lineales de porosidad para una matriz de litología en particular. Cuando la herramienta se corre en combinación con otra herramienta de porosidad, todas las curvas pueden registrarse en la misma escala de porosidad. Esta superposición permite una interpretación visual cualitativa de la porosidad y la litología en presencia de gas.

Los valores de porosidad se registran linealmente en las pistas 2 y 3. Como lo muestra la Figura 5.11 los registros de neutrón se graban en unidades lineales de porosidad para una matriz de litología en particular. Cuando la herramienta se corre en combinación con otra herramienta de porosidad, todas las curvas pueden registrarse en la misma escala de porosidad. Esta superposición permite una interpretación visual cualitativa de la porosidad y la litología en presencia de gas.

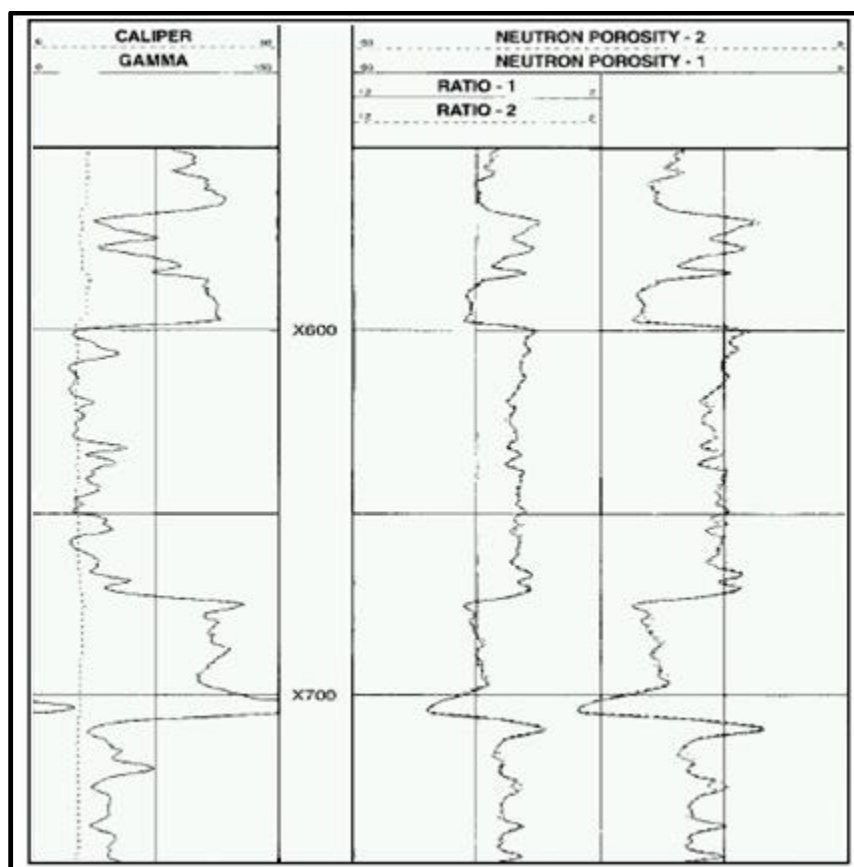


Fig. 5.11. Registro neutrón comparado con el registro de rayos gama (PEMEX 1995).

RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA

Como el aceite y el agua contienen prácticamente la misma cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, las respuestas reflejan la porosidad en formaciones limpias saturadas de fluido. Sin embargo, la herramienta responde a todos los átomos de hidrógeno en la formación, incluyendo aquellos combinados químicamente en los minerales de la matriz de la formación.

Por lo tanto, la lectura de los neutrones depende en su mayor parte del índice de hidrógeno en la formación, que es proporcional a la cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, tomando como unidad el índice de hidrógeno del agua dulce en las condiciones de superficie.

DETERMINACION DE LA POROSIDAD CON EL REGISTRO NEUTRON

El registro neutrón puede proporcionar valores de porosidad aparentes siempre que se tomen en cuenta algunas suposiciones y correcciones. Sin embargo, solamente se pueden reconocer y corregir ciertos efectos, como lo es la litología, contenido de arcilla y cantidad y tipo de hidrocarburo cuando exista información adicional de porosidad del registro sísmico o de densidad.

Cuando se hace una interpretación basada sólo en el registro neutrón deben considerarse las incertidumbres correspondientes.

Resumen de algunos aspectos cualitativos de los registros de porosidad.

POROSIDAD	SONICO	NEUTRON	DENSIDAD
φ ↑	Δt ↑	Conteo ↓	g/cm^3 ↓

Efecto de las arcillas y del gas sobre las mediciones de los registros de porosidad

	SONICO		NEUTRON		DENSIDAD	
LUTITA ↑	Δt ↑	φ_a ↑	conteo ↓	φ_a ↑	g/cm^3 ↑	φ_a ↓
GAS ↑	Δt^* ↑	φ_a ↑*	conteo ↑	φ_a ↓	g/cm^3 ↓	φ_a ↑

*Solo en formaciones no compactadas

La combinación de los registros de porosidad observada en la Figura 5.12 permite cualitativamente detectar la presencia de gas.

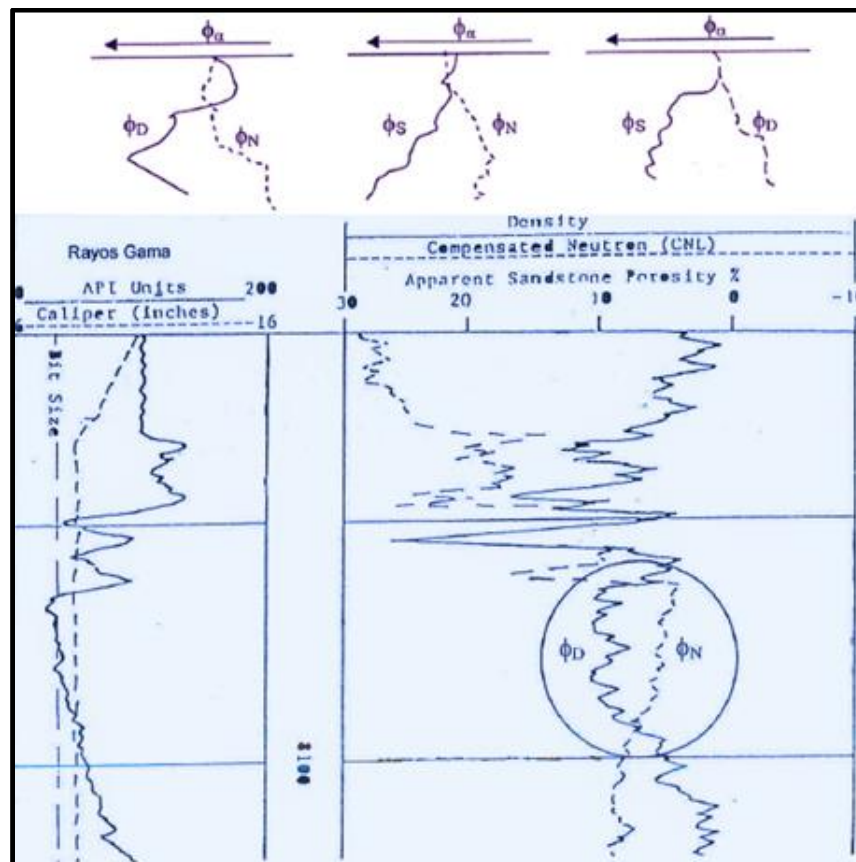


Fig. 5.12. Combinación de registros de porosidad (Φ_D - Φ_N), para la detección cualitativa de gas.

5.1.3. OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS

Resistividad (R): resistencia que opone un volumen unitario del medio poroso al paso de la corriente eléctrica. La resistividad (resistencia específica) de una sustancia, es una resistencia medida entre lados opuestos de un cubo unitario de la sustancia a una temperatura específica.

La resistividad se expresa en forma abreviada como se muestra en la Ecuación 5.4:

$$R = (r)\left(\frac{A}{L}\right) \quad \text{Ec. 5.4.}$$

donde:

- R: resistividad, en ohms-metro
- r: resistencia, en ohms
- A: es el área en m²
- L: longitud en m

5.1.3A. FUNDAMENTO

La resistividad de la formación es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos. La electricidad puede pasar a través de la formación solo debido al agua conductiva que contenga dicha formación atravesando las diferentes zonas perpendiculares al pozo (Figura 5.13) presentando diferentes resistividades al paso de esta corriente eléctrica en cada una de ellas. Las formaciones subterráneas tienen resistividades medibles y finitas debido al agua existente dentro de sus poros o al agua intersticial absorbida por una arcilla.

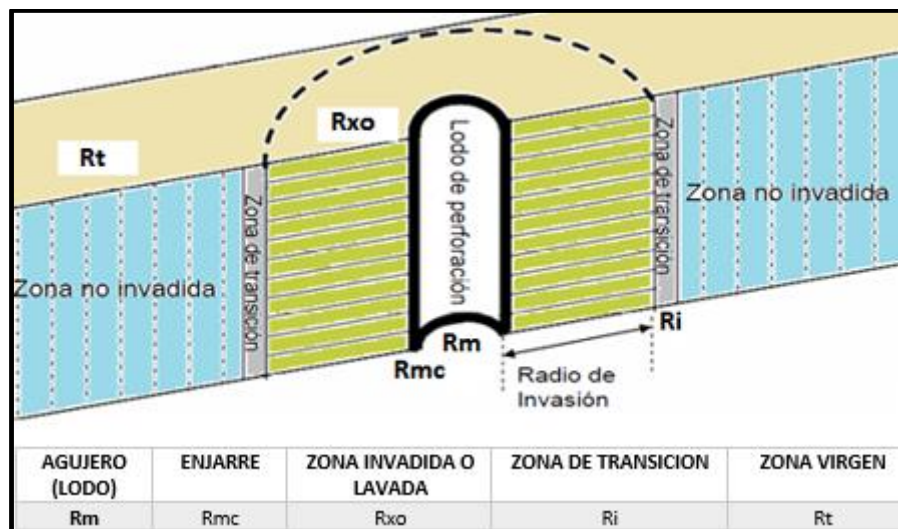


Fig. 5.13. Distribución de fluidos en la formación originada durante la perforación.

Evaluar un yacimiento para encontrar su saturación de agua y de hidrocarburos incluye conocer la resistividad del agua que satura la roca (R_w), el factor de formación (F) o la porosidad (ϕ) y la resistividad verdadera o real de la formación (R_t). También se requiere la resistividad de la zona invadida (R_{xo}), ya que tiene importancia porque puede utilizarse para obtener la S_w , a fin de indicar la movilidad de hidrocarburos y cuando la invasión es profunda, a fin de obtener un mejor valor R_t .

El parámetro de mayor importancia es R_t , debido a su relación con la saturación de hidrocarburos en la región virgen y no invadida.

La resistividad de una formación depende principalmente de:

- La porosidad de la roca.
- La resistividad del agua de formación
- La cantidad de agua presente (saturación de agua, S_w).
- La geometría espacial de los poros.

5.1.3B. RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

El agua de formación, a veces llamada agua congénita o agua intersticial, es el agua no contaminada por el lodo de perforación que satura los poros de la roca. La resistividad de esta agua de formación (R_w), es un parámetro importante ya que se requiere para el cálculo de saturaciones. Existen varias fuentes de información para conocer la resistividad del agua de formación; éstas incluyen catálogos de agua, análisis químicos, medición de R_w en el laboratorio, a partir de la curva de potencial espontánea (SP) y diferentes cálculos y diagramas de resistividad –porosidad.

5.1.3C. TIPOS DE REGISTROS ELECTRICOS

La resistividad es una de las medidas esenciales para la evaluación de los yacimientos petroleros, los registros de resistividad difieren en la profundidad de investigación y es ésto por lo que son de gran importancia para la caracterización estática del yacimiento.

Actualmente existe una gran variedad de registros eléctricos. En este trabajo sólo se tratarán los registros básicos para indicar la forma como se miden las resistividades a diferentes zonas distantes del pozo (Figura 5.13) con el fin de determinar las saturaciones de agua en ellas

- A. Convencionales
- B. Corriente enfocada
- C. Inducción

A. CONVENCIONALES

En los registros convencionales de resistividad, se envían corrientes eléctricas a la formación a través de electrodos y se miden los potenciales eléctricos. La medición de estos potenciales permite determinar las resistividades. Para que haya circulación de corriente entre electrodos y formación, la sonda de medición debe ser corrida en pozos que contengan lodo base agua (conductores de electricidad).

Diseño normal

- normal corta: espaciamiento 16" – radio de invasión = 2.6ft.
- normal larga: espaciamiento 64" – radio de investigación = 10 ft.

Diseño lateral

- espaciamiento 18" – radio de investigación = 19 ft.

Micro-registro

- diseño normal corta (micro normal) – radio de investigación = 4"
- diseño lateral (micro inverso) – radio de investigación = 1.5"

A.1.EQUIPO

Sólo se hará una breve descripción de uno de los diseños.

Diseño normal (Figura 5.14). En los perfiles convencionales de resistividad, como ya se indicó, se envían corrientes a la formación y se miden los potenciales eléctricos. La medición de estos potenciales permite determinar las resistividades. Para que haya circulación de corriente entre electrodos y formación, la sonda debe ser corrida en pozos que contengan lodo o agua, conductores de electricidad.

En una formación homogénea (isótropa) y de extensión infinita las superficies que circundan un electrodo emisor de corriente (A) son esferas. El potencial medido entre un electrodo (M) situado en una serie de esferas y otro ubicado en el infinito es proporcional a la resistividad de la formación homogénea; la desviación del galvanómetro correspondiente a tal potencial puede ser calibrada en unidades de resistividad.

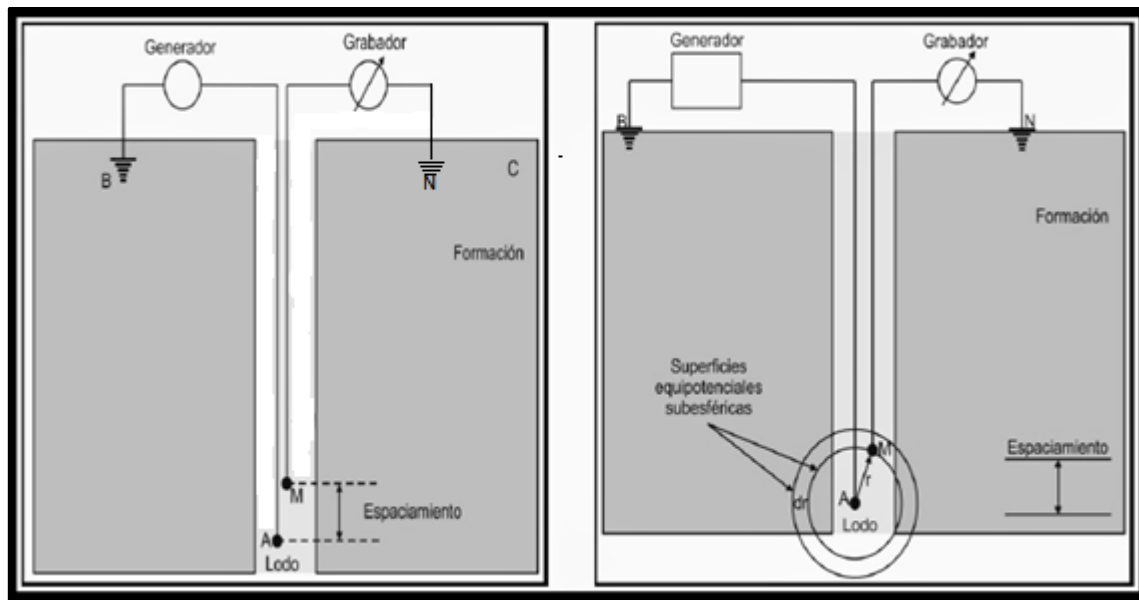


Fig. 5.14. Equipo convencional-Diseño normal de lado izquierdo y principio de funcionamiento teórico del dispositivo normal del lado derecho (Schlumberger, 2012).

La distancia AM es llamada "espaciamiento" (16 pulgadas o sea 0.40 metros para la Normal Corta, 64 pulgadas o sea 1.60 metros para la Normal Larga) y el punto de registro para la medición está en O, a la mitad entre A y M.

En forma general a mayor longitud de espaciamiento, corresponde una investigación más profunda en la formación, como se muestra en la Figura 5.15.

En la práctica, la resistividad aparente, R_a , registrada por cada dispositivo o sonda será afectada por las resistividades y las dimensiones geométricas de todos los medios que rodean el dispositivo (pozo, zona invadida, zona no contaminada y zonas adyacentes), por lo que deben hacerse correcciones para obtener la R_t .

Para obtener un buen valor de la R_t hay que hacer correcciones por efecto de:

- Diámetro de agujero (d_h).
- Diámetro de invasión (d_i).
- Resistividad de lodo (R_m).
- Resistividad del enjarre (R_{mc}).
- Resistividad de la zona invadida (R_{xo}).
- Diámetro o espesor de la capa (h).
- Resistividad de las capas adyacentes (R_s).

A.2. APLICACIONES PARA LA CARACTERIZACION

La profundidad de estudio de este tipo de registro depende de la herramienta que se esté utilizando:

- Determinación de R_t a partir de la información de R_a del registro.
- Determinación de zonas con hidrocarburos.
- Determinación de contactos agua-hidrocarburos.
- Correlación entre pozos.

En el caso especial de los microregistros, la corriente eléctrica pasa directamente de los electrodos a la roca ya que el patín va pegado a la formación por un sistema mecánico e hidráulico; algunas aplicaciones son:

- Identificación de intervalos permeables.
- Información útil sobre la litología del pozo.
- Obtención de R_{xo} .
- En capas muy delgadas tiene una alta resolución.

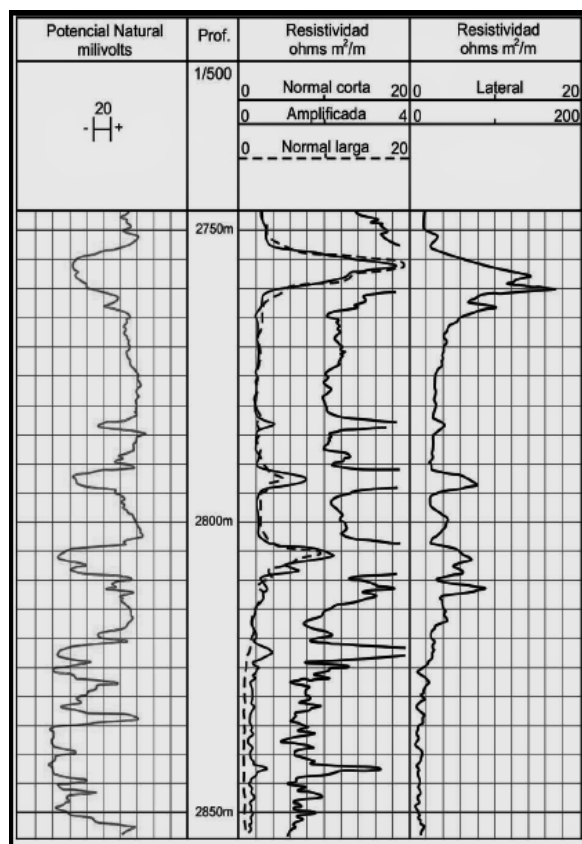


Fig. 5.15. Registro convencional (Gómez 1975).

B. CORRIENTE ENFOCADA

El pozo y las formaciones adyacentes pueden afectar de manera considerable las respuestas de los sistemas eléctricos convencionales de registros. Dichas influencias se minimizan por medio de otro tipo de sonda de resistividad que utiliza herramientas de corriente enfocada para controlar la trayectoria que sigue la corriente de medición.

Estos registros están basados en poder enfocar la corriente eléctrica dentro de las formaciones para mantener la medición por medio de varios electrodos. Las características generales se indican a continuación.

- Requieren fluido conductor de corriente eléctrica en el pozo.
- Se induce una corriente eléctrica a la formación, forzándola a que fluya en una franja plana y perpendicular al eje de la sonda. El espesor de la franja define la resolución vertical.
- La información registrada se grafica en escala logarítmica para abarcar un amplio rango de resistividades.
- Su resolución es superior en capas delgadas o moderadamente gruesas. Existen sistemas con electrodos de enfoque para profundidades de investigación que pueden ser someras, medianas o profundas.

B.1. EQUIPOS

LATEROLOG 3 (LL3).

- Tiene 3 electrodos de tamaño grande. El espesor de la franja es de un pie aproximadamente, por lo que tiene muy buena resolución vertical. Detecta capas delgadas.
- Inconveniencia: demasiada masa de metal en la sonda ocasionando distorsión en algunas mediciones.

LATEROLOG 7 (LL7).

- Tiene 7 electrodos de tamaño pequeño, elimina la inconveniencia del LL3.
- El espesor de la franja de corriente es normalmente de 32 pulgadas.

LATEROLOG 8 (LL8).

- Tiene 8 electrodos de tamaño pequeño.
- Mide resistividades en zonas cercanas al agujero. Su medición está afectada principalmente por la zona invadida.

DUAL LATEROLOG (LLD).

- Tiene 9 electrodos.
- La sonda emite dos diferentes franjas de corriente por lo que mide simultáneamente dos resistividades: una corresponde a la zona alejada o distante del pozo (LLd) y otra a zona cercana o somera (LLs). Ambas sondas tienen la misma resolución vertical.

MICRO DISEÑO DE CORRIENTE ENFOCADA (MLL).

- Tiene 4 electrodos colocados en patín.
- Mide resistividades de zonas muy cercanas al agujero. Muchas veces mide R_{xo} .

B.1.1. EQUIPO (DESCRIPCION)

Sólo se comenta el dispositivo básico (Figura 5.16). Una corriente constante es circulada entre los electrodos A y B y se mide la diferencia de potencial entre los electrodos M y N, situados entre dos superficies equipotenciales esféricas concéntricas con centro en A, así la medición es proporcional al gradiente de potencial entre M y N. El punto de registro es O, situado en el punto medio entre M y N. El espaciamiento AO es de 18 pies con 8 pulgadas o sea 5.70 metros.

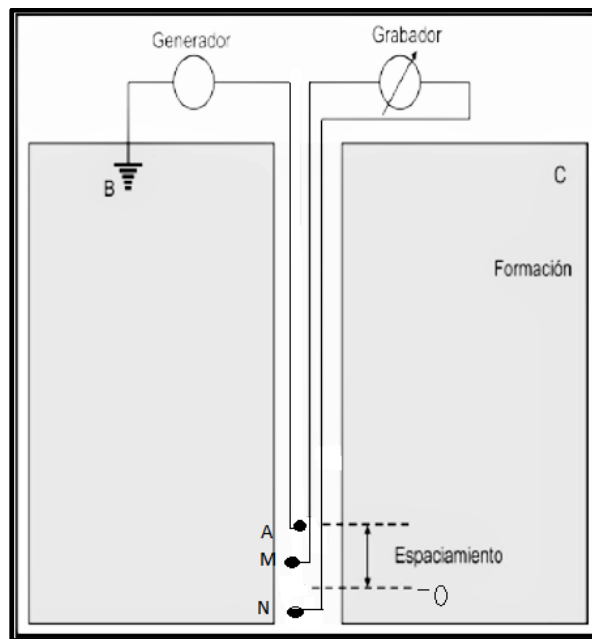


Fig. 5.16. Esquema básico del arreglo de un dispositivo lateral (Schlumberger, 2012).

En la Figura 5.17 se muestra, para comparación, las geometrías de las líneas de corriente eléctrica de los sistemas normal (sin enfocar) y lateral (enfocado).

En la Figura 5.18 se muestra un ejemplo de registro de corriente enfocada. Su aplicación cuantitativa está en la determinación de R_t y R_{xo} .

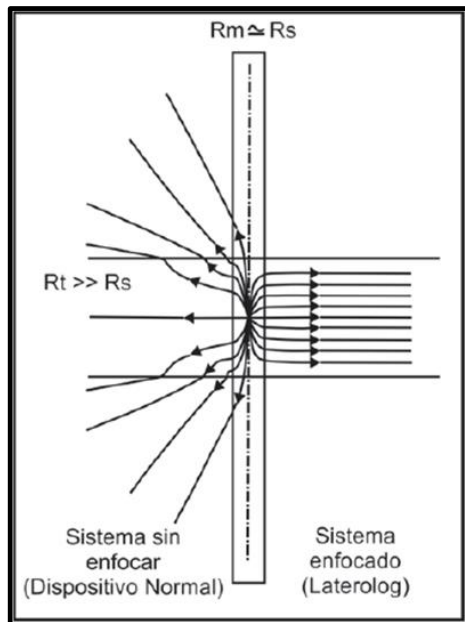


Fig. 5.17. Esquema que ejemplifica principio de medición de las herramientas normales y laterales.

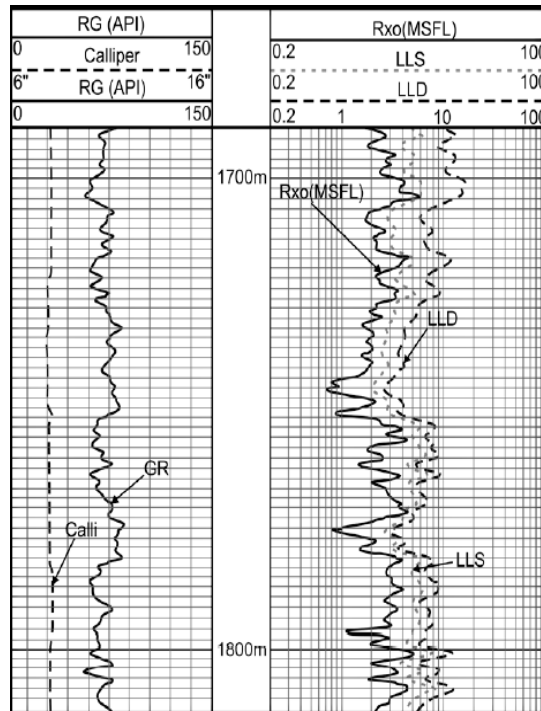


Fig. 5.18. Registro de corriente enfocada (Bassiouni, 1994).

B.2. APLICACIONES PARA LA CARACTERIZACIÓN

- Determinación de R_t .
- Determinar zonas de invasión.
- Detección de intervalos porosos y permeables.
- Detección de los intervalos con hidrocarburos.
- Correlación entre pozos.

En el caso de los registros microenfocados, su propósito fundamental es obtener valores precisos de R_{xo} , dato esencial para interpretaciones cuantitativas en condiciones donde los microlog no son tan detallados.

Sus aplicaciones principales en caracterización estática se centran en la obtención directa de la resistividad de la zona invadida o R_{xo} , haciendo las correcciones pertinentes en caso de ser necesarias para el cálculo del factor de formación; otras aplicaciones son:

- Determinar diámetro y rugosidad del agujero.
- Detectar zonas permeables.
- Evaluar capas laminares de arena arcillosa.

C. INDUCCION

El perfil de inducción fue diseñado para medir la resistividad de la formación en pozos que contienen lodos a base de aceite ya que los dispositivos con electrodos no pueden trabajar en lodos no conductores. La experiencia demostró pronto que los aparatos de inducción tienen muchas ventajas sobre el perfil eléctrico convencional para perfilar pozos con lodos a base de agua.

Este dispositivo se diseñó para la investigación profunda y para disminuir la influencia de la zona invadida.

Los registros de inducción, inducen una corriente dentro de la formación por radiación electromagnética de una o más bobinas transmisoras. Los círculos de corriente, el agujero y sus creaciones poseen campos electromagnéticos. Estos campos inducen una corriente en una o más bobinas receptoras; la magnitud de la corriente es proporcional a la conductividad de la formación.

C.1. EQUIPO

Las sondas de inducción consisten de un sistema de bobinas transmisoras de corriente. A la bobina transmisora se envía una corriente alterna de intensidad constante y alta frecuencia. El campo magnético alterno que se produce, debido a esta corriente alterna, induce corrientes secundarias a la formación. Las corrientes fluyen en la formación en trayectorias circulares con la bobina transmisora. Estas corrientes crean, a su vez, campos magnéticos que inducen señales en la bobina receptora, como lo esquematiza la Figura 5.19. Las señales recibidas son prácticamente proporcionales a la conductividad de la formación.

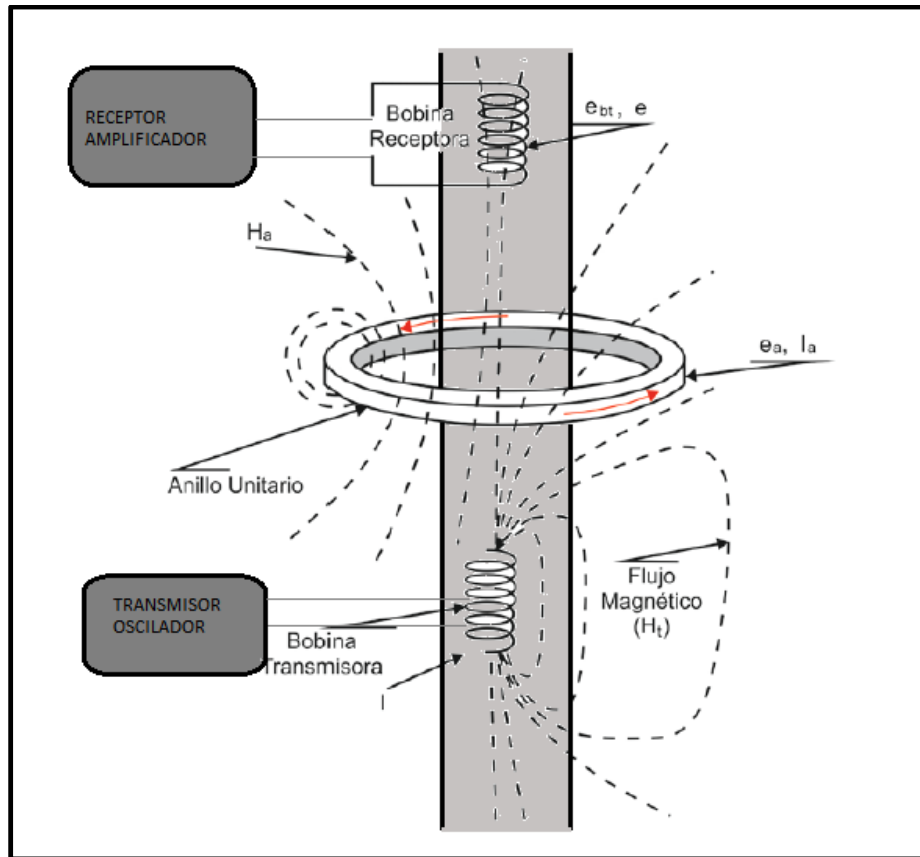


Fig. 5.19. Esquema básico del arreglo de un dispositivo de inducción.

Las características generales de este registro de inducción son:

- No requiere fluido conductor de corriente eléctrica en el pozo, ni contacto directo de los electrodos con la formación.
- Tiene un principio de medición diferente. Utiliza bobinas emisoras y receptoras en vez de electrodos.
- Minimizan los efectos del agujero, de la zona invadida y de las capas vecinas sobre las mediciones.
- Se grafica en escala normal o logarítmica la resistividad. En ocasiones también se grafica la conductividad en escala normal.

Se han propuestos varios diseños de sondas para registros de inducción. A continuación se dan detalles de la sonda doble inducción (DIL).

- Sonda que mide simultáneamente resistividades de zonas alejadas del pozo (ILd) y a distancia medida del pozo (ILm).
- Ambas tienen la misma resolución vertical.
- El radio de investigación del diseño ILd es el doble del ILm.
- Se acostumbra correr junto con el DIL un diseño para medir resistividades de zonas muy cercanas al pozo, como el LL8.

C.1.1. APLICACIONES EN LA CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA

- Determinar la resistividad verdadera, R_t .
- Determinar la saturación de agua en la formación, S_w .
- Determinar y analizar formaciones laminadas o capas delgadas.
- Identificar zonas productoras de bajas resistividades.
- Análisis estructural de las capas por medio del echado y azimut de las formaciones.
- Delimitación del yacimiento.
- Obtener perfil de invasión.

En la Figura 5.20 se muestra un ejemplo del registro de inducción.

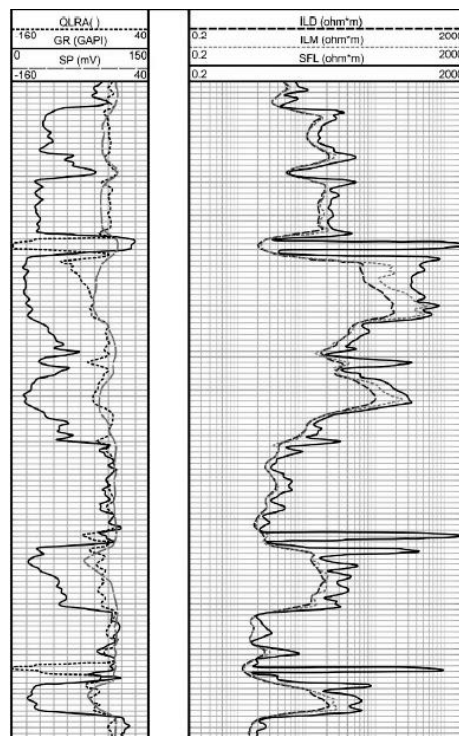


Fig. 5.20. Registro doble inducción (Asquith 1982).

5.2. INFORMACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS EN POZOS EXPLORATORIOS

Los registros geofísicos de pozos aportan datos muy confiables para conocer las condiciones y características geológicas, físicas, químicas y económicas que tienen los estratos atravesados por los pozos petroleros. En relación con los pozos exploratorios que descubren yacimientos petroleros los registros geofísicos son fuentes de información muy valiosa para iniciar la caracterización estática de tales yacimientos. Esta caracterización es básica para la caracterización dinámica. Ambas caracterizaciones son fundamentales para diversos estudios de comportamiento o simulación de yacimientos, con los cuales se respaldan los procesos de explotación apropiados.

6. INFORMACIÓN DE LAS PRUEBAS DE POZO

La caracterización para fundamentar la explotación de un yacimiento petrolero que se descubre se basa inicialmente en los datos geológicos y sísmicos recabados de zonas vecinas, posteriormente se utilizan los datos de perforación del pozo, de núcleos y de registros geofísicos de pozos para finalizar con los datos de las pruebas en el pozo, que miden las propiedades dinámicas del yacimiento, y la información de terminación del pozo.

Las diversas pruebas de pozos que pueden realizarse se dividen en dos categorías. Las pruebas de formación y las pruebas de variación de presión. La diferencia entre ambas es la escala a la que se adquieren los datos. Mientras que los datos adquiridos de análisis de núcleos representan secciones específicas de un intervalo a lo largo del pozo, las pruebas de variación de presión recaban datos que representan en ocasiones al yacimiento en toda su extensión y las pruebas de formación recopilan información que pueden representar secciones de una escala intermedia entre las que abarcan las pruebas de presión y los análisis en núcleos.

Los pozos se prueban para determinar parámetros de los yacimientos que no pueden determinarse correctamente a través de otras técnicas, tales como el uso de levantamientos geofísicos, extracción de núcleos y registros geofísicos.

La forma básica de operación de una prueba de pozo es registrar los cambios producidos en la presión de fondo de pozo debido a las variaciones de flujo de fluidos. Una prueba de pozo puede proporcionar diferentes datos, como son: presiones y temperaturas de fondo de pozo, las variaciones de flujo en superficie y las muestras de fluidos producidos, los cuales son claves para comprender y predecir el comportamiento del yacimiento y las capacidades de producción.

Además, es posible conocer la extensión areal del yacimiento, la distancia a las barreras de flujo, la permeabilidad, las caídas de presión, el daño a la formación, el índice de productividad, la eficiencia de las operaciones de terminación, el tipo de fluidos y sus propiedades, y el tiempo en que el pozo puede mantener su producción haciendo un uso eficiente de la planeación y la tecnología disponible implementadas a las pruebas de pozo.

6.1. PRUEBAS DE FORMACIÓN

Una vez que se ha perforado una sección del pozo, en la cual los análisis muestran que existe presencia de hidrocarburos, se busca recolectar muestras de esos fluidos y analizar dicho intervalo para obtener de él datos de presión, permeabilidad y gastos fluidos que el pozo podría producir.

Para obtener esa información se requiere de la introducción en el pozo de una herramienta llamada probador de formación, la cual desciende hasta una zona de interés ubicada en una parte de la trayectoria del pozo. La herramienta se fija en la profundidad establecida con ayuda de un empaque sellador opuesto a un brazo que abre forzando al bloque y al empaque sellador hacia la pared del pozo para lograr un contacto firme con la formación. El pozo se abre a producción y la prueba comienza. Se puede describir la prueba como una prueba de presión a escala reducida, la cual tiene la particularidad de tomar una muestra del fluido producido.

Una prueba de formación puede arrojar datos de presión, temperatura, permeabilidad, comunicación de la formación, además la muestra recuperada puede proporcionar el tipo de fluido que se produce y dependiendo del volumen de la muestra es posible realizar análisis más detallados, de los cuales es posible conocer diversas propiedades que permitan la caracterización de los fluidos del yacimiento; estos métodos se describen en el Capítulo 7 Información de las Muestras de Fluidos.

Los datos obtenidos en estas pruebas generalmente se grafican en función del tiempo para su posterior interpretación. Con la interpretación es posible inferir si el intervalo que se está analizando cumple con las cualidades necesarias para ser explotado.

Existen diversos tipos de probadores, los cuales, dependiendo de sus características, pueden obtener diversos datos. A continuación se describen algunos probadores de formación y los datos que se pueden obtener al utilizarlos en el pozo.

6.1.1. DRILL STEM TEST (DST)

Una prueba DST se define como una terminación temporal del pozo, que se realiza después de identificar algún intervalo con presencia de hidrocarburos. Esta herramienta es una serie de empacadores y válvulas dispuestas en forma tal que los empacadores aíslan las zonas de interés de los fluidos, además de controlar el efecto de almacenamiento y las válvulas controlan el acceso de los fluidos de la formación a la tubería de perforación y al barril muestreador.

Este tipo de prueba se puede realizar en pozos con agujero descubierto y en pozos con agujero revestido, estas últimas son más seguras de realizar debido a que la tubería proporciona un control extra.

La Figura 6.1 muestra una representación esquemática de la herramienta DST.

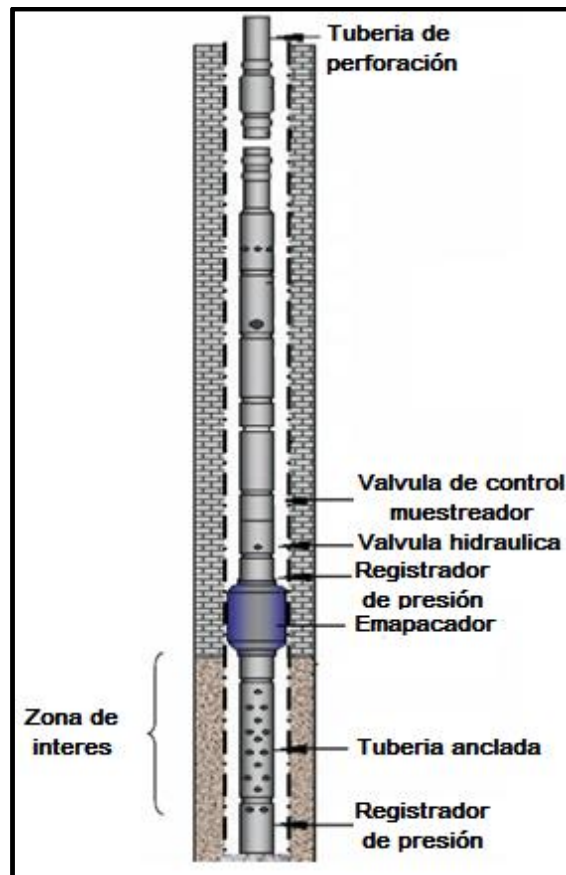


Fig. 6.1. Diagrama esquemático de un probador de formaciones DST (Schlumberger, 2008).

Con esta prueba es posible determinar datos de permeabilidad, daño a la formación, existencia de barreras impermeables o fallas en el yacimiento y, dependiendo del tiempo de la prueba, la presión promedio de la zona productora.

6.1.2. WIRELINE FORMATION TESTER (WFT)

Esta herramienta se baja y se opera mediante un cable eléctrico, cuenta con medidores de presión y cámaras muestreadoras de fluidos; además, contiene una almohadilla que al abrirse crea un sello con la pared del agujero y permite que la cámara porta fluidos se ponga en comunicación con la formación. La Figura 6.2 muestra una fotografía de la herramienta cerrada (cuando desciende o asciende por el pozo) y abierta (en el momento que la prueba se realiza).

Este diseño de probador permite obtener datos de tipos de fluidos, presión en el yacimiento o zona de interés, relación gas aceite, la localización de los contactos gas/agua y gas/aceite. Durante el muestreo de fluidos se mide el tiempo de llenado de la cámara, razón por la cual es posible hacer una estimación de la permeabilidad y el volumen de producción que se podría obtener.

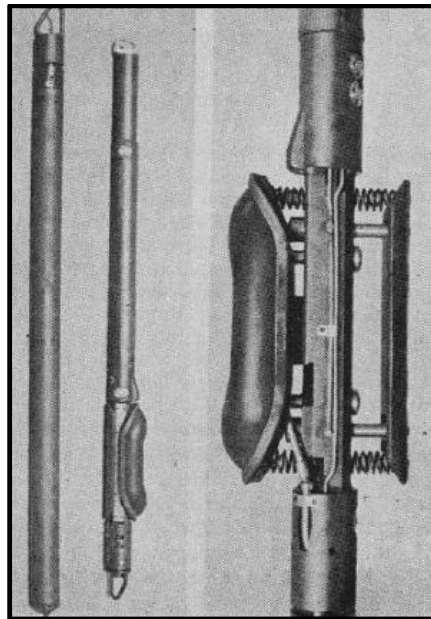


Fig. 6.2. Probador WFT cerrado (izquierda) y abierto (derecha).

Es posible que este tipo de prueba proporcione mediciones erróneas, pero su bajo costo le ha permitido mantenerse en activo a pesar de estos errores y sus limitaciones. Como resultado del uso de esta herramienta en un pozo, se obtiene un registro como el mostrado en la Figura 6.3 y una muestra de fluido, la cual es analizada de diversas maneras dependiendo del volumen obtenido.

El registro que resulta de la aplicación de esta herramienta en una prueba de formación contiene dos secciones principales, en la primera se muestran la apertura y cierre de válvulas con ayuda del registro de potencial espontáneo. En la segunda sección se observan las variaciones de presión para determinar la profundidad en la cual se abre el probador, el momento en el cual se adquiere la muestra (llenado de la cámara) y el momento en el que se cierra la cámara.

Además, utilizando algunos equipos y programas adicionales es posible obtener valores como el daño a la formación y el índice de productividad (IP).

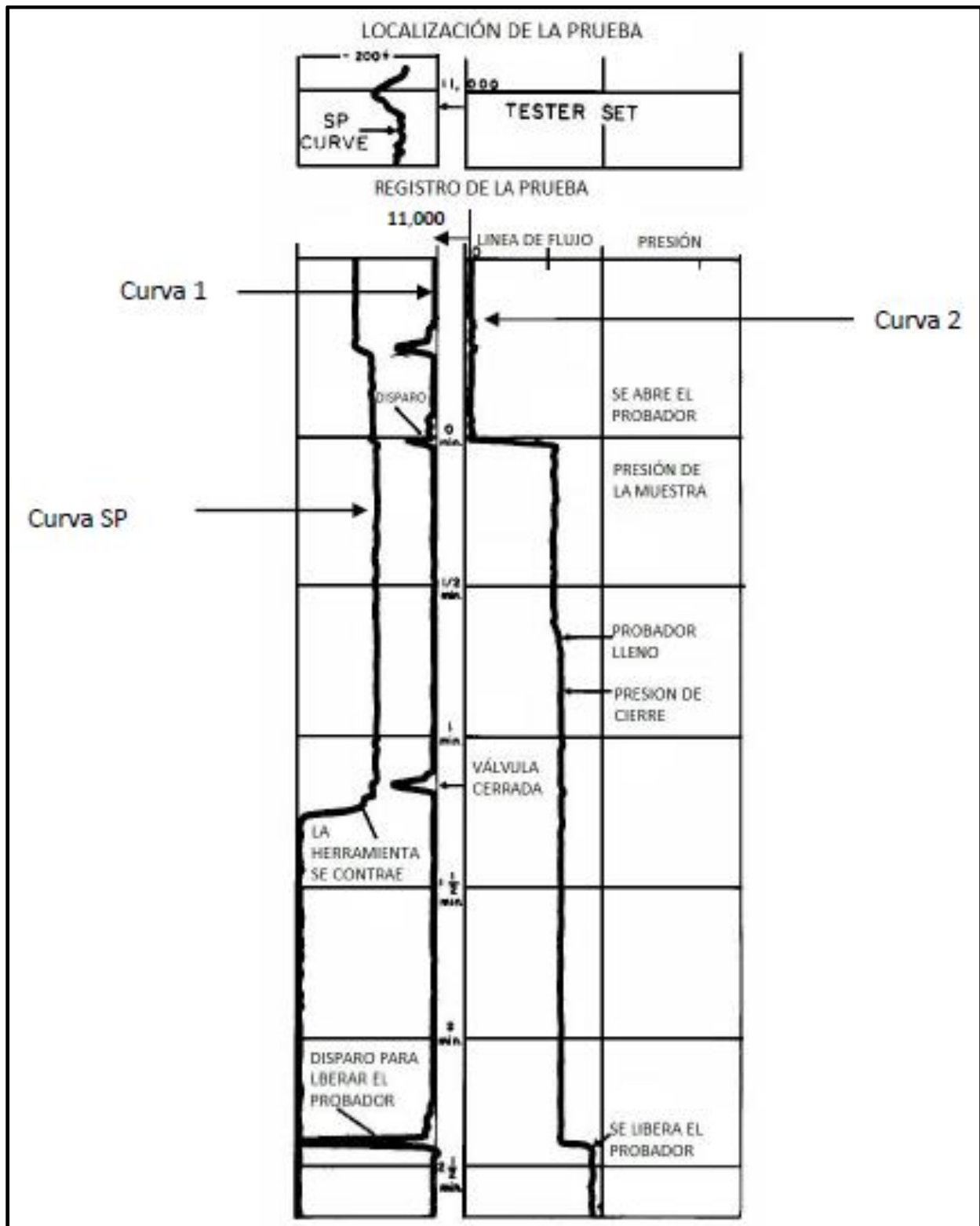


Fig. 6.3. Registro obtenido con un probador WFT, la curva 1 muestra la apertura y cierra, mientras la curva 2 muestra el registro de presión obtenido.

6.1.3. REPEAT FORMATION TESTER (RFT)

Es operado con línea de acero, proporciona datos de presión con mínimos requerimientos de tiempo de perforación; además, puede ser colocado varias veces en un solo viaje dentro del pozo, aunque sólo se pueden recuperar dos muestras de fluido en cada viaje.

En la Figura 6.4 se muestra un esquema indicando las partes de la herramienta RFT.

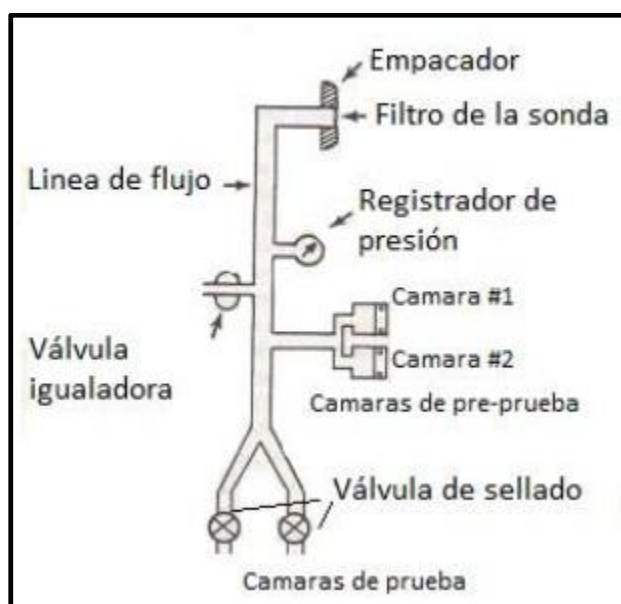


Fig. 6.4. Esquema de un probador RFT.

La herramienta realiza una pre-prueba antes de ser colocada a la profundidad deseada, en la que toma pequeñas muestras de fluidos de la formación, tomando un registro de las presiones de estos fluidos hasta alcanzar un equilibrio con la presión de formación. Estas pequeñas muestras son desechadas y los datos de presión son registrados en superficie.

Principalmente mide distribuciones de presión verticalmente en el yacimiento y recupera muestras de fluidos. Estima valores de permeabilidad a través de los datos de presión registrados en las pre-pruebas recopiladas durante los incrementos y decrementos de presión. Además es posible obtener gradientes de presión de la formación.

En la Figura 6.5 es posible observar un registro obtenido con esta herramienta.

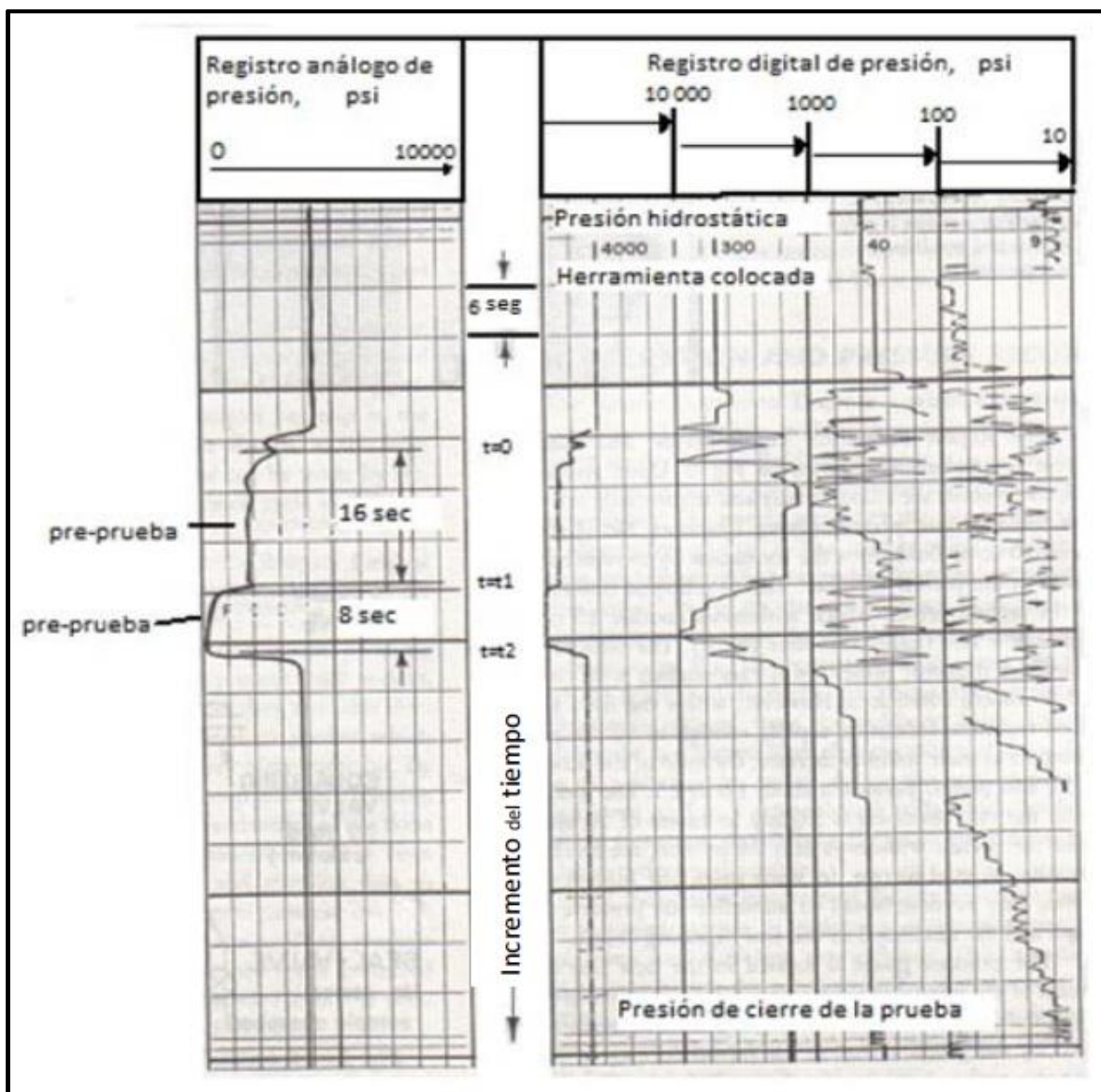


Fig. 6.5. Registro obtenido con el probador RFT.

6.2. PRUEBAS DE PRESIÓN

Requieren de la utilización de herramientas especiales dentro del pozo, y mediante ellas se obtiene información que permite evaluar las formaciones productoras y las condiciones mecánicas del pozo.

Son técnicas de evaluación de formaciones, las cuales consisten en medir la respuesta de la formación a un cambio en las condiciones de producción y/o inyección en función del tiempo, estas técnicas tienen como objetivos:

- Estimar parámetros del yacimiento.
- Calcular la presión promedio del área de drene.
- Detectar heterogeneidades del yacimiento.
- Evaluar el grado de comunicación entre zonas del yacimiento.
- Determinar la condición de daño (S) de un pozo.
- Estimar el volumen poroso del yacimiento.
- Estimar las características de una fractura cercana a un pozo.
- Estimar parámetros de doble porosidad.
- Estimar el frente de desplazamiento en procesos de inyección.
- Estimar factores de pseudodaño (penetración parcial, turbulencia, terminación).
- Establecer el grado de comunicación de varios yacimientos a través de un acuífero en común.
- Confirmar la presencia de un casquete de gas.
- Determinar las condiciones de entrada de agua.

Dentro de la clasificación de pruebas de presión se encuentran varios tipos, como son: las pruebas de decremento de presión, pruebas de incremento de presión y pruebas de interferencia entre pozos.

6.2.1. PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESIÓN

Es posible definir este tipo de pruebas como una serie de mediciones de presión en el fondo del pozo durante un periodo de flujo a gasto constante. Generalmente el pozo se encuentra cerrado durante un intervalo de tiempo suficientemente grande para que existan condiciones de presión estable antes de que se verifique la prueba de decremento.

La herramienta que registra la presión se ubica en el fondo de pozo, generalmente a la altura media de los disparos, posteriormente el pozo es abierto a producción marcando el inicio de la prueba. El periodo de flujo del pozo es diseñado previamente basándose en el objetivo que se requiere alcanzar con la prueba.

Estas pruebas están diseñadas con el objetivo principal de obtener datos de permeabilidad de la formación, área de drene del pozo y la estimación del daño inducido en la vecindad del pozo. Objetivos secundarios de este tipo de pruebas pueden ser la determinación del volumen poroso y detectar heterogeneidades en el yacimiento.

La principal ventaja técnica de las pruebas de decremento es la posibilidad de estimar el volumen poroso drenado, mientras que la principal desventaja es la dificultad de mantener la producción constante durante la prueba.

Las pruebas de decremento de presión pueden ser realizadas en cualquier momento de la vida productiva del pozo; sin embargo, el realizar la prueba durante el inicio de la producción ofrece importantes beneficios para la caracterización del yacimiento en sus condiciones iniciales, reflejándose en una mejora en las predicciones del comportamiento futuro del yacimiento.

En la Figura 6.6 se pueden observar gráficas de presión contra tiempo y gasto contra tiempo de una prueba de decremento de presión, en las cuales también se muestra el tiempo en que se preparan las condiciones (anterior a la línea verde) para el análisis y el tiempo en que es realizada la prueba (posterior a la línea verde).

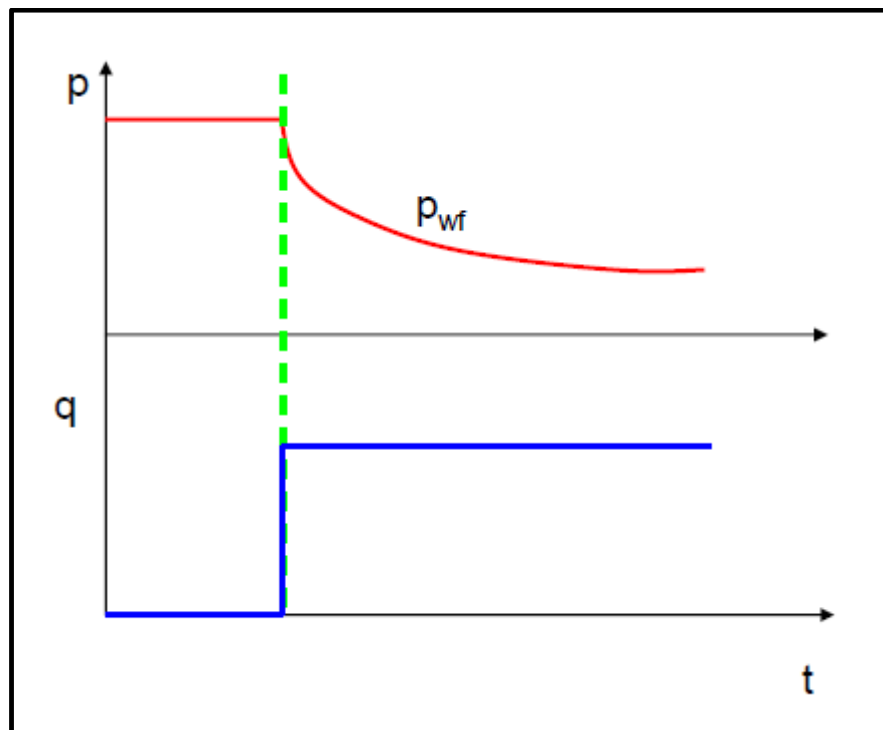


Fig. 6.6. Comportamiento de una prueba de decremento de presión (PDVSA, 1997).

Durante el análisis de las pruebas de decremento de presión es posible obtener diversos datos para caracterizar el yacimiento, estos datos son obtenidos de forma cualitativa y cuantitativa.

De forma cualitativa se encuentran datos, como son: área de drene, estado de agotamiento del yacimiento, barreras y/o límites, fallas sellantes, modelo de yacimiento, canales de flujo preferenciales, existencia de producción y existencia de acuíferos. Mientras que de forma cuantitativa se pueden obtener: permeabilidad (k) y espesor (h), daño (s), compresibilidad (C) e índice de productividad (IP).

6.2.2. PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN

Las pruebas de incremento de presión son las pruebas más utilizadas para llevar a cabo análisis en el pozo y obtener información útil para caracterizar el yacimiento y planear procedimientos subsecuentes a realizar en el pozo.

En una prueba de incremento de presión es necesario cerrar el pozo después de un periodo de producción a gasto constante ya que la mayoría de los modelos utilizados en las ecuaciones de interpretación están basadas en el principio de superposición que considera un gasto constante.

La Figura 6.7 muestra un esquema del comportamiento de la prueba de presión contra tiempo y gasto contra tiempo, donde se puede apreciar el tiempo de preparación de la prueba (anterior a la línea verde) y el tiempo de realización de la prueba (después de la línea verde).

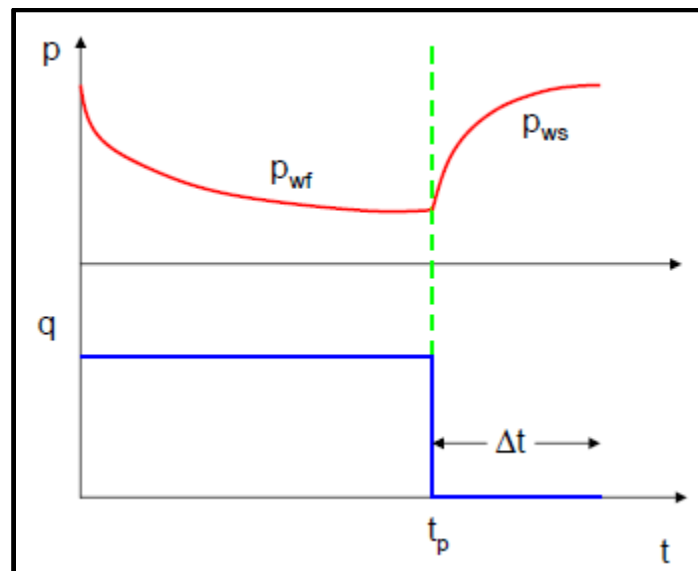


Fig. 6.7. Comportamiento de una prueba de incremento de presión (PDVSA, 1997).

El registro de los datos de presión recabados durante la prueba y de las presiones conocidas en pozos cercanos, se pueden estimar valores de permeabilidad, las condiciones de daño o estimulación del pozo, la detección de heterogeneidades y fronteras presentes en el yacimiento, además del radio efectivo de drenaje y la presencia de barreras al flujo u otros obstáculos a la producción que estén rodeando al pozo.

La forma más simple de describir una prueba de incremento de presión es: la medición continua de la presión de fondo de pozo al cerrarlo después de un periodo de flujo.

Es importante señalar el hecho de que para optimizar tiempo y recursos se diseñan secuencialmente las pruebas de decremento e incremento de presión, con lo cual se logra la obtención de datos en menos tiempo y perturbaciones de presión en el medio poroso del yacimiento que favorecen los alcances de la prueba.

6.2.3. PRUEBAS DE INTERFERENCIA ENTRE POZOS

Aunque estas pruebas no se consideran dentro del alcance de la presente tesis por el hecho de requerir cuando menos dos pozos los cuales hayan sido descubridores de hidrocarburos, se considera importante mencionarlas ya que proveen información que permite conocer la región localizada entre los pozos, esta información permite caracterizar el yacimiento, así como establecer direcciones preferenciales de flujo, permitiendo optimizar el desarrollo del campo.

Como se ha mencionado, estas pruebas involucran al menos dos pozos, los cuales son nombrados emisor y observador, el activo básicamente es aquel en el cual se realizarán las operaciones necesarias para generar un disturbio en las condiciones del yacimiento para evaluar la comunicación con el pozo observador, el cual actuará como receptor de las variaciones generadas por el pozo activo.

La Figura 6.8. muestra el comportamiento de la prueba en gráficas presión contra tiempo y gasto contra tiempo, mostrando los tiempos en los cuales se prepara la prueba (antes de la línea verde) y el tiempo en el cual se realiza la prueba (posterior a la línea verde).

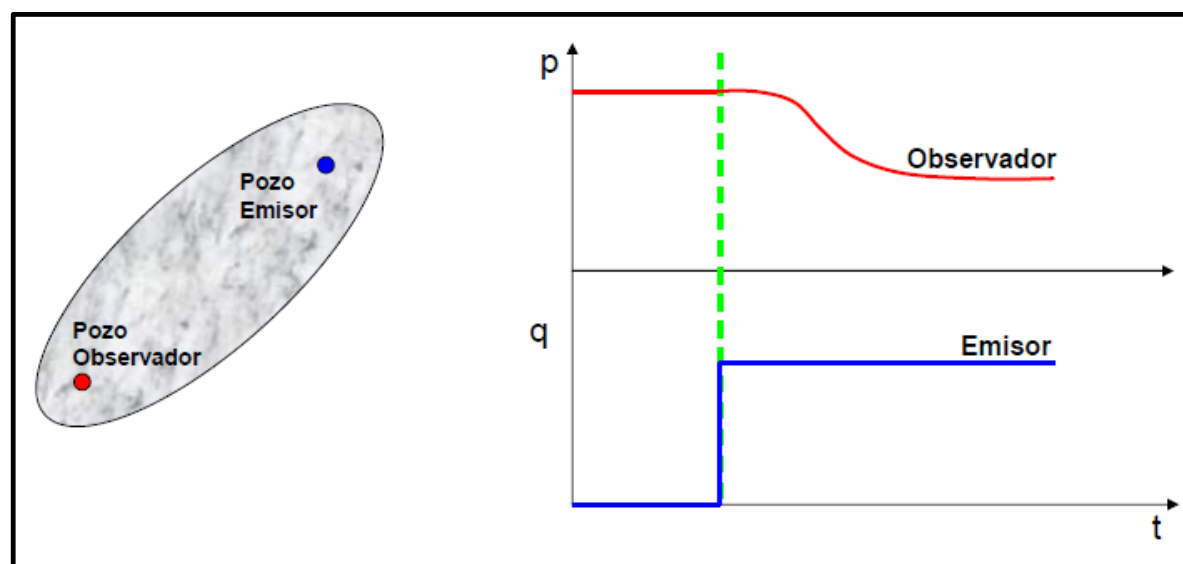


Fig. 6.8. Muestra el comportamiento de una prueba de interferencia, así como la ubicación relativa de los pozos emisor y observador (PDVSA, 1997).

De estas pruebas es posible estimar varios parámetros, como son: la comunicación entre pozos, verificación de la calidad del sello, eficiencia de inyección, tiempo de irrupción y la anisotropía del yacimiento y sus heterogeneidades. Estos datos son estimados de forma cualitativa, mientras que de forma cuantitativa es posible obtener valores de permeabilidad, daño y compresibilidad de la formación.

Estas pruebas tienen como propósito comprobar la comunicación entre pozos o entre diferentes intervalos del yacimiento en un mismo pozo, logrando comprobar la continuidad entre estratos, además de analizar la existencia de comunicación en arenas estratificadas.

Para analizar pruebas de interferencia es posible utilizar métodos como el de la línea fuente o el método de Theis, los cuales se describirán brevemente a continuación.

6.3. METODOS DE ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Para realizar el análisis e interpretación de pruebas de presión existen diversas técnicas, entre estas se encuentran el uso de métodos como el de Horner, el de la línea fuente, el de curvas tipo de Gringarten, el de Bourdet o el de Theis, entre varios más. Todos estos métodos se utilizan para determinar parámetros a partir de propiedades ya conocidas del yacimiento, como los son la permeabilidad, el daño al pozo y el volumen del yacimiento, entre varios otros parámetros.

A continuación se presentan el método de Horner y el de curvas tipo de Gringarten, mostrando un ejemplo de aplicación de ellos para estimar algunas condiciones existentes en el yacimiento.

6.3.1. PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN

El principio de superposición se aplica para cuantificar cada caída de presión existente en el pozo y medir su influencia en la caída de presión de un pozo específico de interés en el cual se realizan las mediciones. El principio de superposición se puede aplicar tanto en espacio como en tiempo y a continuación se describen ambos.

6.3.1A. PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN EN EL ESPACIO

La superposición en el espacio indica que la caída de presión en un pozo determinado es igual a la suma de las caídas de presión en los pozos vecinos, matemáticamente esta afirmación se expresa como lo indica la Ecuación 6.1

$$(P_i - P_{wf})_{\text{Pozo interes}} = (P_i - P)_{\text{Pozo interes}} + (P_i - P)_{\text{Pozo Vecino 1}} + (P_i - P)_{\text{Pozo Vecino 2}} \quad \text{Ec. 6.1.}$$

Al sustituir $(P_i - P)$ para cada pozo vecino que contribuye a la caída de presión total se obtiene la Ecuación 6.2

$$\begin{aligned} (P_i - P_{wf})_{P \text{ int}} &= 141.2 \frac{q_{P \text{ int}} \mu B}{kh} [P_D(t_{DP \text{ int}})] \\ &+ 141.2 \frac{q_{PV1} \mu B}{kh} [P_D(t_{DV1}/r_{V1}^2)] \\ &+ 141.2 \frac{q_{PV2} \mu B}{kh} [P_D(t_{DV2}/r_{V2}^2)] \end{aligned} \quad \text{Ec.6.2}$$

donde:

$$\begin{aligned} t_{DP \text{ int}} &= \left(\frac{0.0002645kt}{\phi \mu c_t r_{wP \text{ int}}^2} \right) & t_{DPV2} &= \left(\frac{0.0002645kt}{\phi \mu c_t r_{wPV2}^2} \right) \\ t_{DPV1} &= \left(\frac{0.0002645kt}{\phi \mu c_t r_{wPV1}^2} \right) \end{aligned}$$

Este principio no se aplica en un pozo descubridor debido a que no existen pozos vecinos que contribuyan a la caída de presión total en el pozo; sin embargo, se considera prudente mencionarlo debido a que este principio es utilizado para cuantificar las caídas de presión debidas a varios pozos contiguos, situación comúnmente presentada en la industria petrolera.

6.3.1B. PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN EN EL TIEMPO

El principio de superposición en tiempo permite modelar pozos que producen a tasa variable, este caso es el que interesa en este trabajo, ya que debido a que se considera un pozo descubridor, no existen pozos vecinos que contribuyan a la caída de presión del pozo.

En este caso la suma de las caídas de presión debidas a la producción del pozo a gastos variables, es equivalente a la caída de presión total en el pozo. Dicho efecto puede ser representado gráficamente como se muestra en la Figura 6.9.

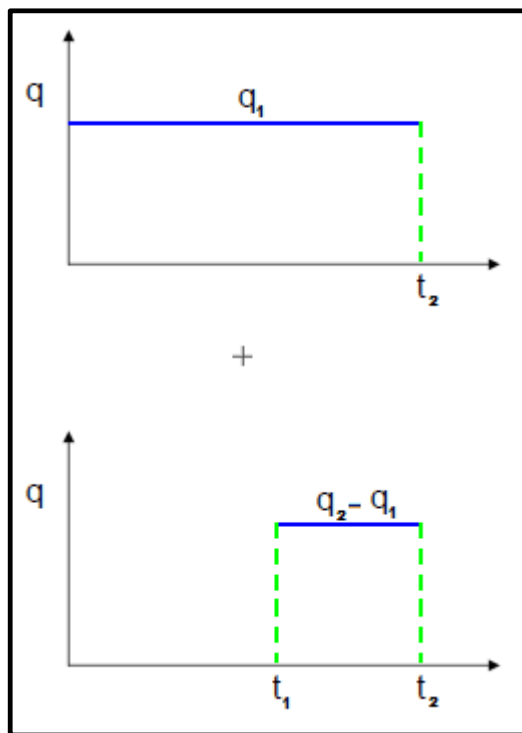


Fig. 6.9. Representación gráfica del principio de superposición en el tiempo.

Matemáticamente el caso mostrado en la Figura 6.9 puede ser representado con la Ecuación 6.3, en la cual al sustituir los términos ΔP_{q_1} , $\Delta P_{q_2-q_1}$ e igualar $q_2 = 0$ resulta la Ecuación 6.4, con la cual es posible aplicar el principio de superposición a una prueba de incremento de presión, la cual muestra una gráfica t vs q como la mostrada en la Figura 6.10.

$$P_i - P_{wf} = \Delta P_{q_1} + \Delta P_{q_2-q_1} \quad \text{Ec. 6.3.}$$

donde:

- P_i es la presión inicial.
- P_{wf} es la presión de fondo fluyendo.
- ΔP_{q_1} es la caída de presión debida al gasto 1.
- $\Delta P_{q_2-q_1}$ es la caída de presión debida al gasto 2.

$$P_i - P_{wf} = 141.2 \frac{q_1 \mu B}{kh} P_D(t_{D2}) + 141.2 \frac{(q_2 - q_1) \mu B}{kh} P_D(t_{D2-1}) \quad \text{Ec. 6.4.}$$

6.3.2. MÉTODO DE HORNER

Para aplicar el método de Horner en un pozo descubridor, se requiere la construcción de una recta en papel semilogaritmico, conocida como recta semilogaritmica de Horner, la cual, representa la relación entre P_{ws} y $(t_p + \Delta t)/\Delta t$.

Para generar dicha recta en necesario aplicar el principio de superposición durante el incremento de presión registrado en el periodo de cierre del pozo, el cual se muestra en la Figura 6.10, con lo que es posible representar la caída de presión en el pozo como la suma de la caída de presión debida al gasto q_1 durante el periodo $(t_p + \Delta t)$ y la caída de presión debida a $(-q_1)$ durante el periodo de cierre Δt . Matemáticamente es posible representar este caso con la Ecuación 6.5.

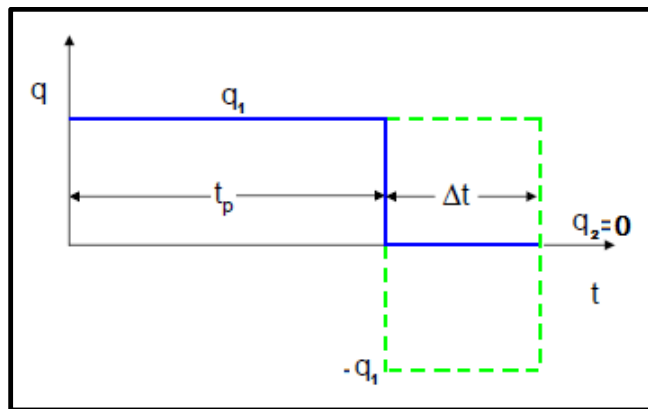


Fig. 6.10. Gráfico Producción vs Tiempo de una prueba de incremento.

$$P_i - P_{ws} = \Delta P_{(q_1, t_p + \Delta t)} + \Delta P_{(-q_1, \Delta t)} \quad \text{Ec. 6.5.}$$

Sustituyendo los valores de ΔP , se obtiene la Ecuación 6.6.

$$P_i - P_{ws} = 162.6 \frac{q_1 \mu B}{kh} \left[\log \frac{k(t_p + \Delta t)}{\phi \mu C_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right] + 162.6 \frac{(-q_1) \mu B}{kh} \left[\log \frac{k(\Delta t)}{\phi \mu C_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right] \quad \text{Ec. 6.6.}$$

donde:

- C_t es la compresibilidad total.
- r_w es el radio del pozo.

De la Ecuación 6.6 es posible despejar P_{ws} para obtener la Ecuación 6.7, la cual representa la recta semilogaritmica de Horner, esta ecuación, al ser graficada en papel semilogaritmico, genera una curva como la mostrada en la Figura 6.11.

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q_1 \mu B}{kh} \left[\log \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] \quad \text{Ec. 6.7.}$$

La Ecuación 6.7 es una ecuación fundamental en el análisis de pruebas de incremento de presión. La Figura 6.11 muestra una gráfica de presión contra tiempo en la que se indica una línea de tendencia, de la cual se determina la pendiente para realizar el análisis.

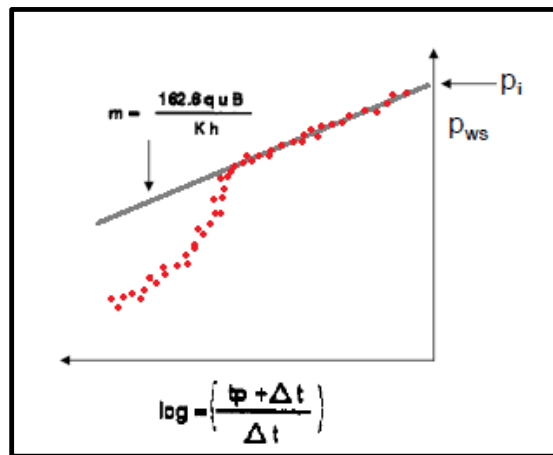


Fig. 6.11. Gráfica semilogaritmica analizada con el método de Horner para pruebas de incremento.

Es posible con este método determinar el producto kh con la Ecuación 6.8 a partir de la pendiente de la recta de Horner.

$$kh = \frac{162.6 q_1 \mu B}{m} \quad \text{Ec. 6.8.}$$

La extrapolación de la línea recta a $\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} = 1$, permite obtener la presión inicial del yacimiento, además es posible calcular el factor de daño utilizando la Ecuación 6.9.

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{ws}(1hr) - P_{ws}(\Delta t = 0)}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.23 \right] \quad \text{Ec. 6.9.}$$

Para pruebas de decremento de presión se utilizan las mismas ecuaciones para determinar los parámetros de daño y kh , con la diferencia de que la gráfica de análisis semilogaritmico cambia por la mostrada en la Figura 6.12, además de que es posible obtener la diferencia de presión a 1 hora utilizando le ecuación 6.10.

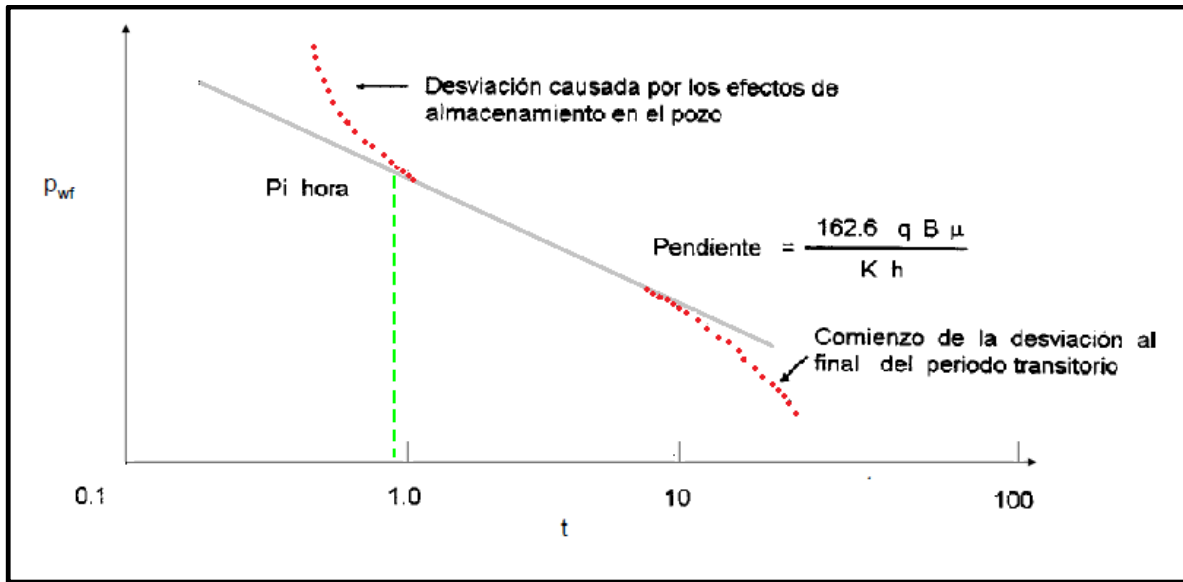


Fig. 6.12. Grafica semilogaritmica para una prueba de decremento.

$$\Delta P_{1hr} = \frac{162.6q\mu B}{kh} \left[\log \frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right] \quad Ec. 6.10.$$

Utilizando el método de Horner es posible obtener varios datos de interés, los cuales facilitan la mejor comprensión del yacimiento y el estado en el que se encuentra, así como las predicciones del estado que alcanzará dicho yacimiento.

6.3.2A. TIEMPO DE PRODUCCIÓN (t_p)

El tiempo en el que el yacimiento se ha mantenido en producción a un gasto constante se puede determinar con la Ecuación 6.11, que involucra el volumen producido y el gasto al cual se ha estado produciendo.

$$t_p = \frac{N_p}{q} \quad Ec. 6.11.$$

donde:

- N_p es el volumen de aceite producido.

6.3.2B. PERMEABILIDAD (k)

Puede obtenerse despejando el término k de la Ecuación 6.8, tal como se muestra en la Ecuación 6.12, calculando antes la pendiente de la gráfica semilogaritmica de la prueba de decremento.

$$k = \frac{162.6q\mu B}{hm} \quad Ec. 6.12.$$

6.3.2C. FACTOR DE DAÑO (s)

El factor de daño que permite conocer el estado del pozo, se puede calcular utilizando la Ecuación 6.9.

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{ws}(1hr) - P_{ws}(\Delta t = 0)}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.23 \right] \quad Ec. 6.9.$$

6.3.3. MÉTODO DE CURVAS TIPO DE GRINGARTEN

Estas curvas son la base de los análisis modernos de pruebas de presión, permiten identificar la duración de los efectos de almacenamiento y la condición de daño, estimulación o fracturamiento en el pozo.

Para analizar pruebas de presión con este método, generalmente se sigue el siguiente procedimiento:

1. Graficar el cambio de presión contra el tiempo en un papel logarítmico que tenga la misma escala que la curva tipo.
2. En caso de una línea de pendiente unitaria a un tiempo temprano, se calculará el coeficiente de almacenamiento adimensional con un punto sobre dicha línea. Para esto se utiliza la ecuación 6.13.

$$C_D = \frac{0.03723qB}{\phi \mu C_t r_w^2} \left(\frac{t}{\Delta p} \right)_{usl} \quad Ec. 6.13.$$

En caso de que no aparezca la línea de pendiente unitaria, se determina el valor de C_D a partir del punto de ajuste (paso 7).

3. Superponer los gráficos realizados sobre la curva tipo de Gringarten (mostrada en la Figura 6.13) y deslizarlo hasta encontrar el mejor ajuste manteniendo los ejes paralelos durante el ajuste. Registrar el valor del parámetro de correlación $C_D e^{2s}$.
4. Con los datos de la prueba ajustados sobre la curva tipo, se selecciona un punto de ajuste conveniente. Se registran los valores de $(\Delta p, P_D)$ y $(t, t_D/C_D)$.
5. Usando la definición de presión adimensional, se calcula la permeabilidad utilizando la Ecuación 6.14.

$$k = \frac{141.2q\mu B}{h} \left(\frac{P_D}{\Delta P} \right)_{MP} \quad Ec. 6.14.$$

6. Calcular el coeficiente de almacenamiento adimensional utilizando la Ecuación 6.15.

$$C = \frac{0.0002637k}{\phi h C_t r_w^2} \left(\frac{\Delta t}{t_D/C_D} \right)_{MP} \quad Ec. 6.15.$$

Este valor se compara con el calculado en el paso 2, en caso de presentar inconsistencias es posible que exista un error en el análisis.

7. Calcular el factor de daño (s), a partir del parámetro de correlación obtenido en el paso 3 y del coeficiente de almacenamiento, determinado en el paso 6, utilizando la Ecuación 6.16.

$$s = 0.5 \ln \frac{C_D e^2}{C_D} \quad \text{Ec. 6.16.}$$

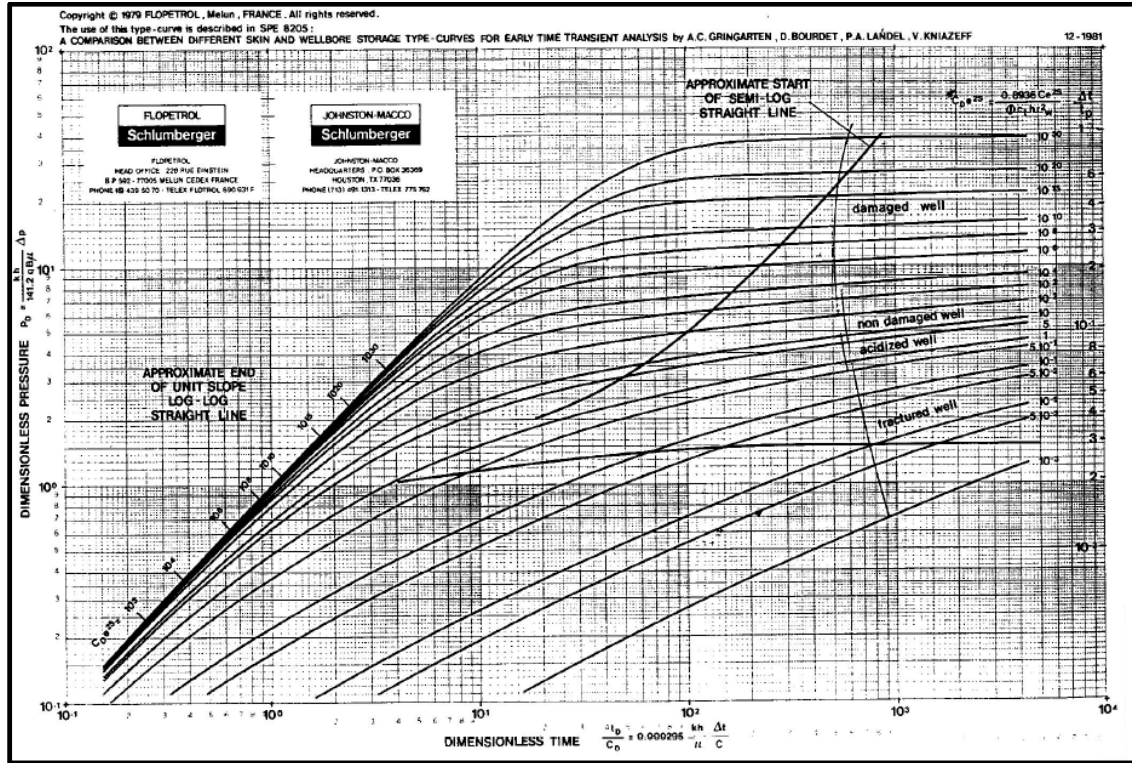


Fig. 6.13. Curva tipo de Gringarten (PDVSA, 1997).

El método de Gringarten permite conocer datos para la caracterización del yacimiento como los mencionados en el procedimiento y enumerados a continuación.

6.3.3A. PERMEABILIDAD (k)

La permeabilidad puede ser calculada con la Ecuación 6.14, mostrada a continuación.

$$k = \frac{141.2 q \mu B}{h} \left(\frac{P_D}{\Delta P} \right)_{MP} \quad \text{Ec. 6.14}$$

6.3.3B. CONSTANTE DE ALMACENAMIENTO (C)

La constante de almacenamiento del yacimiento se puede calcular por medio de la Ecuación 6.17.

$$C = 0.000295 \frac{kh}{\mu} \left(\frac{\Delta t}{\bar{t}_D / C_D} \right)_M \quad \text{Ec. 6.17.}$$

6.3.3C. FACTOR DE DAÑO (s)

El factor de daño del pozo se puede calcular mediante la Ecuación 6.18.

$$s = 0.5 \ln \frac{\phi h C_t r_w^2 C_D e^{2s}}{0.8936 C_D} \quad \text{Ec. 6.18.}$$

6.4. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

El objetivo de este tipo de pruebas es realizar mediciones de parámetros relacionados con el tipo y la cantidad de fluidos moviéndose dentro de un pozo. Estas medidas se realizan en el fondo del pozo y en cada intervalo productor del mismo. Estos registros tienen como principal intención establecer el comportamiento o perfil de producción en un sistema pozo-yacimiento, mediante la adquisición de información que permita, entre otras cosas, determinar las zonas de entrada de petróleo, gas y agua, así como cuantificar los flujos aportados por cada una de estas zonas.

Para la realización de este tipo de pruebas es necesario que el pozo se encuentre en producción y se requiere el uso de una sonda, la cual contiene diversas herramientas.

Los manómetros, cuantifican los cambios de presión dentro del pozo permitiendo obtener estimaciones del daño a la formación, evaluar la geometría del yacimiento, presiones de yacimiento y gradientes de presión.

El uso de termómetros permite cuantificar cambios en la temperatura, dando la localización de zonas productoras e inyectoras, ubicación de zonas de entrada de gas, ubicación de zonas con anomalías en la producción o inyección de fluidos.

Los cambios de densidad de los fluidos durante el flujo del fondo a la superficie son medidos por un aparato denominado gradiomanómetro, los registros de densidad permiten identificar los fluidos presentes en flujos multifásicos.

Otra herramienta que se utiliza durante estas pruebas es un medidor de flujos, con el cual es posible estimar la ubicación de los intervalos productores, la evaluación del daño producido por los disparos así como la determinación de la aportación de las distintas zonas productoras.

6.5. DATOS RECABADOS

Son los que se obtienen durante los análisis que se realizan a las pruebas de presión, principalmente se evalúan las variaciones de presión para determinar variaciones en las características del yacimiento, como pueden ser cambios en la permeabilidad, la comunicación entre estratos o los límites del yacimiento, por mencionar algunos.

6.5.1. INFORMACION PARA LA CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DEL YACIMIENTO

Los datos que se estiman y se obtienen de las pruebas de presión son aplicados con diferentes propósitos en las distintas áreas de la ingeniería petrolera, datos como el tipo de fluido, la permeabilidad, extensión areal del yacimiento y la presencia de barreras al flujo, aportan datos para la caracterización estática del yacimiento y las formaciones que rodean al pozo.

Para la caracterización estática del yacimiento se evaluarán los resultados de las pruebas de forma cuantitativa y en algunas ocasiones de forma cualitativa, para conocer los elementos geológicos y geofísicos que comprenden el yacimiento, entre estos es posible conocer, forma y tamaño del yacimiento, fallas que comuniquen o aislen zonas del yacimiento y algunas propiedades petrofísicas.

6.5.1A. VOLUMEN DEL YACIMIENTO

Es posible obtener una estimación del volumen del yacimiento cuando una prueba de incremento de presión se extiende por un largo periodo, dicho valor es utilizado para hacer un cálculo más exacto del volumen del yacimiento, el cual afectado por un factor de recuperación proporciona una estimación del valor de las reservas.

6.5.1B. COMUNICACION ENTRE ESTRATOS

En una prueba de interferencia realizada en un solo pozo es posible determinar la comunicación vertical que existe entre los estratos que conforman los intervalos del yacimiento, como los mostrados en la Figura 6.14. La comunicación entre estratos puede verse limitada por la diferencia de permeabilidad entre intervalos sucesivos, o bien por el movimiento de los estratos provocados por fallas geológicas.

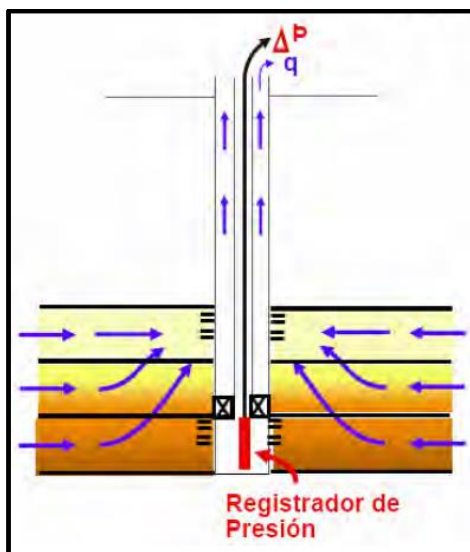


Fig. 6.14. Representa la comunicación existente entre estratos de forma vertical.

6.5.1C. FALLAS

Durante pruebas de interferencia con varios pozos, es posible estimar la presencia de barreras que impiden la comunicación hidráulica entre secciones, esto debido a fallas geológicas que atraviesan la estructura del yacimiento, como las ilustradas en la Figura 6.15.

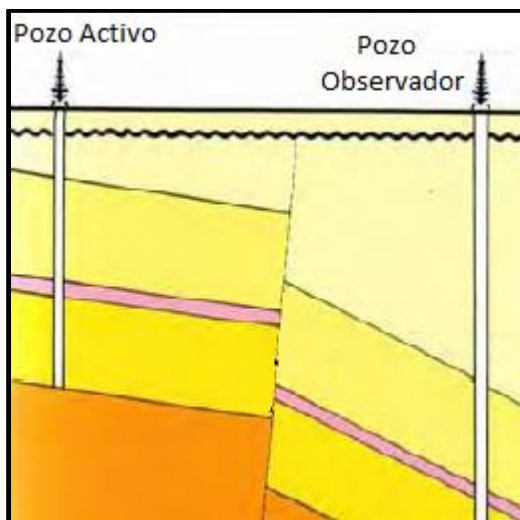


Fig. 6.15. Prueba de interferencia entre pozos con presencia de una falla.

Una vez confirmada la existencia de la falla en el yacimiento, es posible, aplicando el método adecuado, conocer la distancia a la que la falla se encuentra.

6.5.1D. PERMEABILIDAD

Las pruebas de presión son herramientas para la caracterización que permiten la evaluación más aproximada de la permeabilidad en el yacimiento, por tal motivo los datos de permeabilidad determinados en estas pruebas son utilizados para los cálculos posteriores que requieran de este valor, además de proporcionar un punto de comparación con otros métodos utilizados para conocer esta propiedad.

6.5.1E. ZONAS DE FLUJO

Al realizar una prueba de decremento de presión, es posible conocer las zonas en las que la formación tiene una mayor cantidad de flujo, permitiendo la selección de la zona en la cual se realizarán los trabajos de extracción de fluidos o zonas en las que se requerirá atención para reestablecer u optimizar las condiciones de flujo.

6.5.2. INFORMACIÓN PARA LA CARACTERIZACIÓN DINAMICA DEL YACIMIENTO

Las pruebas de presión no arrojan solo información relevante para la caracterización estática, también lo hacen para la caracterización dinámica y la producción del pozo, evaluando e identificando en el yacimiento elementos que afectan su explotación a través de variables que indican el comportamiento del yacimiento, como la presión, temperatura, flujo de fluidos y trazadores, entre otros.

Es posible, para caracterizar dinámicamente el yacimiento, con ayuda de parámetros como el índice de productividad y el historial de presiones, que son utilizados para administrar de manera eficiente el yacimiento.

6.5.2A. PRESIÓN INICIAL

Cuando la presión inicial del yacimiento no se logra medir con métodos directos, se utilizan las pruebas de presión para estimarla y conocer dicho dato, ya que será importante para la caracterización del yacimiento y para operaciones subsecuentes que utilizan este parámetro.

6.5.2B. INDICE DE PRODUCTIVIDAD

Con las mediciones de presión de fondo estático y las presiones de fondo fluyendo, es posible determinar el índice de productividad, el cual permitirá obtener un aproximado de la vida productiva del pozo.

6.5.2C. CONDICIONES DEL POZO

Las pruebas de presión permiten estimar las condiciones en las que se encuentra el pozo, es decir, si se encuentra dañado debido a las operaciones realizadas, estimulado debido a la aplicación de algún proceso con este fin o debido a la presencia de fracturas, estos elementos proporcionan facilidades o dificultades al flujo de fluidos en la formación.

6.5.2D. DAÑO

El daño se puede medir durante la realización de una prueba de presión, siendo posible efectuar mediciones en diferentes intervalos de tiempo, obteniendo datos actualizados para proporcionar de forma eficiente las correcciones necesarias para mantener las mejores condiciones posibles dentro del yacimiento.

6.5.3. OTRA RELEVANTE INFORMACIÓN PROPORCIONADA

Los datos que se obtienen de pruebas de presión son utilizados también durante el proceso tanto de perforación como de terminación, debido a que con estos datos es posible detectar zonas productoras y definir el tipo de terminación más eficiente que se puede realizar, además es posible determinar parámetros como la presión de fractura de la formación.

6.5.3A. TRABAJOS DE PERFORACIÓN

Pruebas de formación como la DST son realizadas durante los trabajos de perforación del pozo, permitiendo determinar presencia de fluidos en la formación, como pueden ser agua, aceite o gas, siendo posible determinar la zona más adecuada para establecerla como productora y el tipo de terminación o terminaciones, permitiendo el flujo simultáneo de más de un intervalo de producción.

6.5.3B. PRESIÓN DE FRACTURA

Una variación de la prueba de incremento de presión puede realizarse inyectando fluidos a la formación, lo cual, además de incrementar la presión, bajo ciertas condiciones puede fracturar la formación, registrando la presión a la cual se fracturó la formación y aplicando algunos métodos específicos es posible realizar gráficos que muestren un gradiente de fractura para la formación.

6.5.3C. INFORMACIÓN PARA EL DESARROLLO DEL CAMPO

La información recabada durante las distintas pruebas de presión realizadas, arrojan datos tanto de la formación como del pozo y del yacimiento, los cuales pueden ser utilizados para determinar algunas de las formas en que se procederá en trabajos posteriores en el desarrollo del campo o campos con condiciones semejantes a las presentes en el pozo descubridor.

7. INFORMACIÓN DE LAS MUESTRAS DE FLUIDOS

Para fines del presente trabajo se supondrá un yacimiento de aceite bajo saturado; por lo tanto, no existe gas libre en el yacimiento al inicio de su explotación, sólo se tendrá presencia de aceite con su gas disuelto y agua.

La información proporcionada por la caracterización de los fluidos del yacimiento a partir del análisis de las muestras es vital para: el diseño del tipo de terminación que se realizará en el pozo, el método de producción que se implantará para extraer los hidrocarburos y definir el comportamiento que el yacimiento tendrá durante su vida productiva. Sin olvidar la completa caracterización de los fluidos contenidos en el yacimiento.

Con el análisis de las muestras de fluidos es posible observar y cuantificar los cambios en las propiedades y composición de los fluidos desde que están en la formación y después entran al pozo hasta que arriban al cabezal. Además, los datos recabados en los análisis pueden ser usados para establecer las correlaciones adecuadas que ayudarán en la determinación de otras propiedades de los fluidos, las cuales no se obtienen con los análisis efectuados convencionalmente, resultando más factible su obtención por métodos matemáticos que aplicando un análisis de laboratorio diferente, es decir, es posible inferir indirectamente el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento, dentro del pozo y posteriormente dentro de los separadores.

Con las muestras también se pueden conocer muchas propiedades que facilitan la caracterización de los fluidos del yacimiento, ya que dependiendo del lugar en el cual la muestra es obtenida es posible determinar parámetros diferentes pues se aplican estudios específicos de laboratorio para cada tipo de muestra; como un ejemplo se puede mencionar que las muestras tomadas en el separador se enfocan principalmente para obtener información para la caracterización de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado.

La Figura 7.1 muestra un procedimiento simple de recolección de aceite pesado para su estudio en laboratorio.



Fig. 7.1. Toma de muestra de aceite pesado en superficie (Samuel Sosa, 2015).

Cuando se logra tomar la muestra de fluidos en las condiciones y el lugar adecuado da como resultado una muestra factible de ser analizada. Los datos recabados durante los análisis mencionados son utilizados en los procesos de caracterización del yacimiento para:

- Calcular reservas de hidrocarburos.
- Estimar otros parámetros utilizando correlaciones.
- Proporcionan información útil para caracterizar la interacción de los fluidos con la formación.

Además la información recabada también se puede utilizar para:

- La viabilidad de seguir con el proyecto.
- Predecir el comportamiento del yacimiento.
- Estimar de la vida fluyente del pozo.
- Diseñar de la infraestructura de conducción y manejo de los fluidos.
- Diseñar de los métodos de recuperación de hidrocarburos.

7.1. MUESTRAS

Recordando que el objetivo final de los trabajos de perforación y terminación de pozos es obtener los hidrocarburos del subsuelo, los métodos de muestreo y análisis de tales fluidos resultan de gran utilidad para conocer sus características y propiedades que se utilizarán en diversos estudios para lograr una buena explotación del yacimiento.

Por esta razón los procesos involucrados en la toma de la muestra deben ser supervisados y llevados a cabo con las mayores condiciones de seguridad que se puedan implantar, siendo importante la limpieza y acondicionamiento del pozo, la toma de la muestra y su traspaso a la botella que la resguardará durante el viaje al laboratorio.

Cabe señalar que si la información utilizada para evaluar el yacimiento es obtenida a partir de una muestra que resulta no ser representativa de los fluidos del yacimiento, los datos inferidos no serían los apropiados y perjudicarían el desarrollo del proyecto del proyecto de explotación.

7.1.1. PREPARACIÓN DEL POZO A MUESTREAR

Antes de realizar las tomas de muestras en un pozo se realizan operaciones de preparación con el fin de obtener muestras representativas de los fluidos contenidos en el yacimiento, evitando la contaminación de las muestras con fluidos utilizados durante las operaciones de perforación, los cuales son ajenos al yacimiento. Estos contaminantes pueden variar la composición de la muestra y provocar que los análisis arrojen resultados erróneos.

El método principal de preparación del pozo para la toma de una muestra de hidrocarburos consiste en permitir el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo al inicio de la producción: Los fluidos dentro del yacimiento removerán todos los fluidos ajenos al pozo, propiciando una producción de hidrocarburos contaminados. Después de un tiempo de producción, los hidrocarburos serán producidos sin contaminantes o con una despreciable cantidad de éstos y la muestra se considerará representativa y limpia.

7.1.2. MÉTODOS DE MUESTREO

Para realizar un estudio detallado que proporcione información representativa para la caracterización del yacimiento y los fluidos que contiene, es posible tomar muestras en dos diferentes puntos, el primero está en la superficie y el segundo, en el fondo del pozo.

7.1.2A. MUESTREO EN SUPERFICIE

El muestreo en superficie se puede realizar en distintos puntos, como pueden ser: el cabezal de producción (dependiendo de las condiciones de presión presentes) o las baterías de separación. Estas muestras son recuperadas generalmente en botellas, las cuales son selladas y etiquetadas para ser enviadas al laboratorio en el que se realizará el análisis correspondiente.

Como se ejemplificó al inicio del capítulo, este tipo de muestreo se utiliza generalmente en pozos de gas o de gas y condensado, ya que requieren grandes volúmenes de fluidos como muestras, los pozos de gas y condensado, además de requerir volúmenes grandes de muestras de condensados y gas es necesario realizar la recombinación de fluidos para su análisis. Este tipo de yacimientos no se abarca en el presente trabajo. El muestreo superficial también se aplica a otros tipos de yacimientos, como los de aceite, cuando es imposible acceder al pozo con un muestreador de fondo debido a las condiciones o instalaciones existentes en él.

7.1.2B. MUESTREO EN EL FONDO DEL POZO.

El objetivo del muestreo de fondo es obtener muestras representativas del fluido del yacimiento, las cuales deben mantener la composición que se encuentra en el yacimiento, con el fin de que los análisis que se realicen a estas muestras puedan reproducir las condiciones a las que se encontraba el fluido en el yacimiento. Este tipo de análisis facilita la caracterización de los fluidos y la variación de su comportamiento con los cambios de presión y temperatura que se presentan en su trayectoria del fondo del pozo a la superficie.

Es precisamente por esta razón que una de las muestras más importantes para la caracterización del yacimiento y sus fluidos es la tomada en el pozo descubridor, debido a que el pozo descubridor es el primer medio de comunicación con el yacimiento, las condiciones presentes en éste son consideradas originales, las cuales aportan la mejor información para caracterizar el yacimiento y sus fluidos.

Un barril muestreador es necesario para efectuar la recuperación de la muestra de fluidos, este barril debe ser capaz de soportar las condiciones presentes en el interior del pozo, así como los efectos que pueda causar la composición del fluido en el mismo, además debe ser capaz de mantener la hermeticidad cuando se encuentra cerrado para evitar la contaminación de la muestra con fluidos de perforación o la pérdida de ellos, lo cual provocaría un cambio en la composición del fluido que invalidaría los resultados obtenidos del análisis.

Un muestreo de fluidos correcto depende en gran medida del cuidado y preparación del pozo que precede a la toma de la muestra, además del cuidado durante la extracción y transporte del barril muestreador hacia la superficie y su posterior traslado al laboratorio.

La operación de muestreo se realiza introduciendo el barril muestreador hasta la profundidad media del intervalo productor, donde el barril es abierto, los fluidos ingresan ocupando el barril, que después es cerrado para proceder con la extracción de la muestra hacia la superficie.

El muestreo de fondo es una operación realmente importante y delicada debido a que los datos que se obtienen del análisis de presión-volumen-temperatura (PVT) de la muestra, se utilizan para caracterizar, evaluar y estudiar el yacimiento, tanto técnicamente como económicamente.

De forma general, se puede decir que existen dos tipos de muestreadores de fondo, los de circulación y los de admisión, la toma de muestra se puede hacer como se mencionó a condiciones estáticas o dinámicas, introduciendo un muestreador en el pozo por medio de un cable de acero.

La Figura 7.2 presenta un muestreador del tipo de circulación, el cual es bajado hasta la profundidad donde se tomará la muestra con las válvulas abiertas para que ingrese el fluido durante este procedimiento, y cerrarlas cuando se requiera.



Fig. 7.2. Muestreador de fondo del tipo de circulación, indicando las partes que lo componen.

7.2. ANALISIS PVT

Los parámetros básicos que gobiernan principalmente el comportamiento de la producción de un yacimiento de hidrocarburos son la presión, el volumen y la temperatura. Existe una forma de relacionar estos parámetros y es conocida como un análisis PVT, el cual consiste en simular en un laboratorio el comportamiento de los fluidos en el yacimiento. Para lograr esta representación es necesario tener una muestra representativa, como ya se explicó en los párrafos anteriores.

La información obtenida de este tipo de estudio es de gran importancia para caracterizar los fluidos presentes en el yacimiento, en la evaluación de los mecanismos de recuperación, en el comportamiento del flujo de los fluidos en el yacimiento y en el pozo, así como para la simulación matemática de los yacimientos.

Existen dos procedimientos de análisis PVT, los cuales son la separación flash, llamada también vaporización flash, liberación flash, expansión a masa y composición constante o expansión flash; y la separación diferencial, también llamada vaporización diferencial, liberación diferencial o expansión diferencial a masa y composición variable.

7.2.1. SEPARACIÓN FLASH

Para la realización del experimento es necesario contar con una celda de análisis en la que se coloca una muestra de hidrocarburos (aceite) que contenga la composición original para efectuar separaciones de fluidos a temperatura constante e igual a la del yacimiento. Básicamente el experimento consiste en disminuir la presión de la celda a partir de la presión del yacimiento, lo cual provocará inicialmente un incremento en el volumen del aceite. Esta presión se disminuye por etapas hasta liberar la primera burbuja de gas, momento en el que se alcanza la presión de burbuja, la cual es registrada. Posteriormente se continúa disminuyendo la presión y se libera más gas, por lo que se reduce el volumen de aceite. En cada paso de abatimiento de presión se miden la presión y los volúmenes de fluidos (aceite y gas) en la celda.

La Figura 7.3 muestra un diagrama de la separación flash.

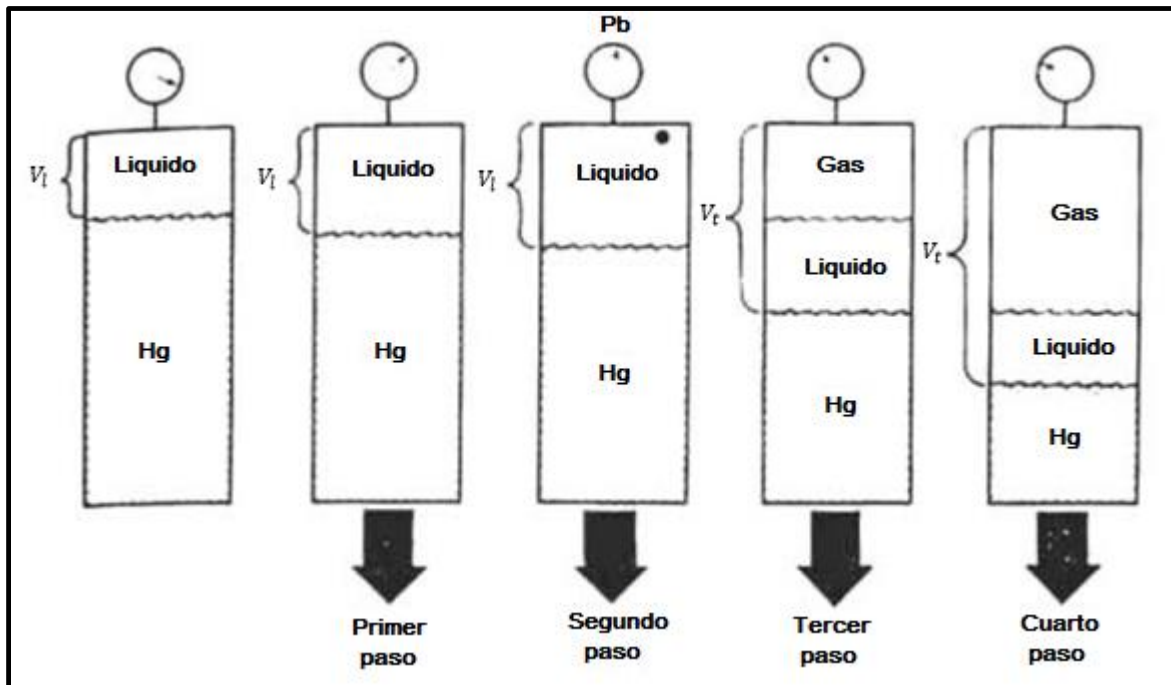


Fig. 7.3. Esquema del experimento en laboratorio que muestra cuatro etapas de separación flash (Mc Cain, 1990).

7.2.2. SEPARACIÓN DIFERENCIAL,

Se realiza como una serie de decrementos de presión, iniciando a partir de la presión de burbuja. En cada etapa de decremento de presión en el experimento, el gas liberado es extraído totalmente de la celda manteniendo la presión constante y dejando únicamente el volumen de líquido con su gas disuelto a la presión correspondiente. El experimento es repetido hasta que se alcanza la presión atmosférica, el volumen de líquido remanente en la celda se pone a una temperatura de 60 °F, siendo éste el volumen de aceite residual o remanente.

Las principales mediciones que se realizan durante este experimento son: el volumen de gas extraído y el de aceite en la celda para cada etapa de abatimiento de presión y el volumen de líquido remanente en la celda. El procedimiento descrito se encuentra ilustrado en la Figura 7.4

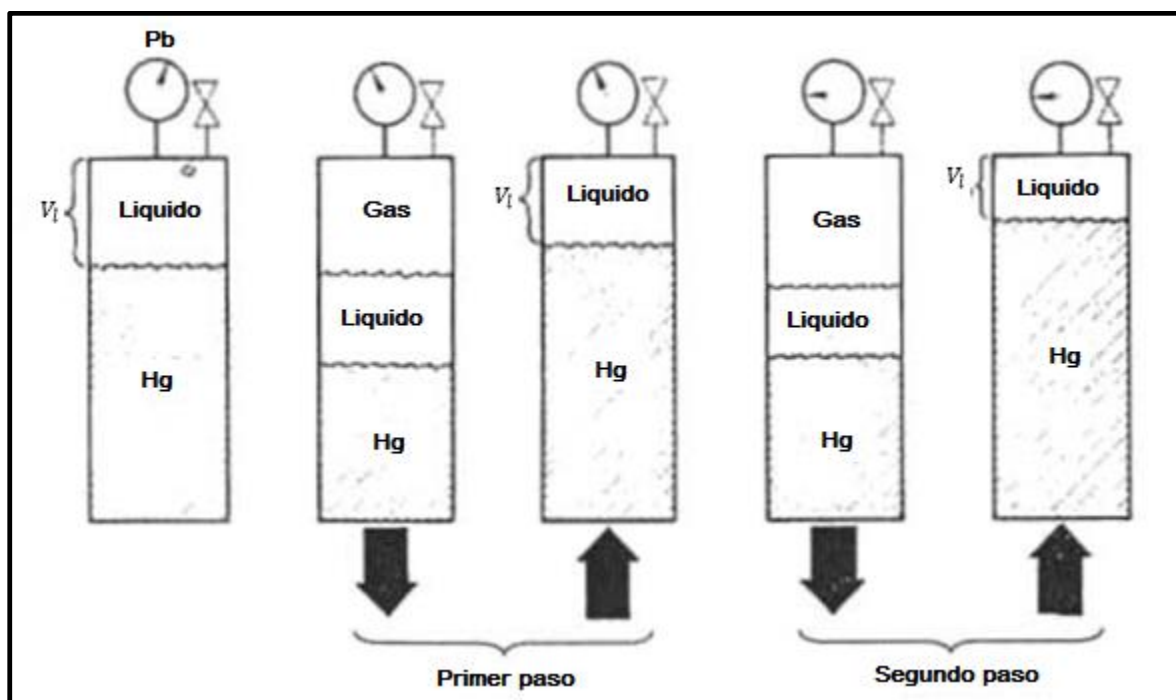


Fig. 7.4. Esquema de dos etapas del experimento en laboratorio de separación diferencial (Mc Cain, 1990).

7.3. PROPIEDADES QUE SE DETERMINAN

Las propiedades físicas que pueden determinarse a través de este tipo de estudios son: presión de burbuja (P_b), factor de volumen de aceite (B_o), relación de solubilidad (R_s), factor de volumen total (B_t), compresibilidad del aceite (c_o) y viscosidad del aceite (μ_o), como función de la presión, para conocer la variación de tales propiedades cuando la presión disminuye de la presión inicial del yacimiento, pasando por la presión de burbuja hasta una presión más baja. También pueden ser determinadas propiedades del gas como el factor de compresibilidad (z), factor de volumen (B_g) y viscosidad (μ_g). Además, se pueden determinar cantidades y características del gas del separador, gas y aceite en el tanque de almacenamiento a diferentes presiones del separador.

7.3.1. PRESION DE BURBUJA (P_b)

Es la presión a la cual un fluido en su fase líquida comienza a cambiar a fase gaseosa, esto se representa con la liberación de la primera burbuja de gas, la p_b es un dato importante en la caracterización del yacimiento, ya que cuando esta presión es alcanzada, la producción del yacimiento comienza a decaer de una forma más rápida por lo que su conocimiento permite la optimización de la productividad de los pozos.

7.3.2. FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE (B_o)

Durante el ascenso del aceite por el pozo hacia la superficie su volumen cambia, siendo mayor en el fondo del pozo y menor en la superficie, este fenómeno se debe al abatimiento de la presión conforme el aceite avanza a la superficie, lo cual propicia liberación del gas contenido en el aceite. La reducción de la temperatura durante el trayecto también propicia una leve reducción del volumen de aceite, lo que conlleva una reducción del volumen en superficie. En el yacimiento la presión disminuye debido a la extracción de fluidos, lo cual permite una ligera expansión del aceite mientras no se libera gas.

Físicamente el factor de volumen del aceite puede definirse como el volumen de aceite más su gas disuelto a condiciones de yacimiento sobre el volumen de ese mismo aceite a condiciones estándar, esta definición se representa matemáticamente en la Ecuación 7.1.

$$B_o = \frac{(\text{volumen de aceite con su gas disuelto})_{c.y.}}{\text{volumen de aceite}_{c.s.}} \quad \text{Ec. 7.1.}$$

La Figura 7.5 muestra un gráfico en el cual es posible observar el cambio del factor de volumen de aceite con respecto de la presión a temperatura constante, en él se observa que por arriba de la presión de burbuja el factor de volumen disminuye mientras la presión aumenta (es comprimido), para presiones por debajo de la presión de burbuja el factor de volumen decrece al igual que lo hace la presión.

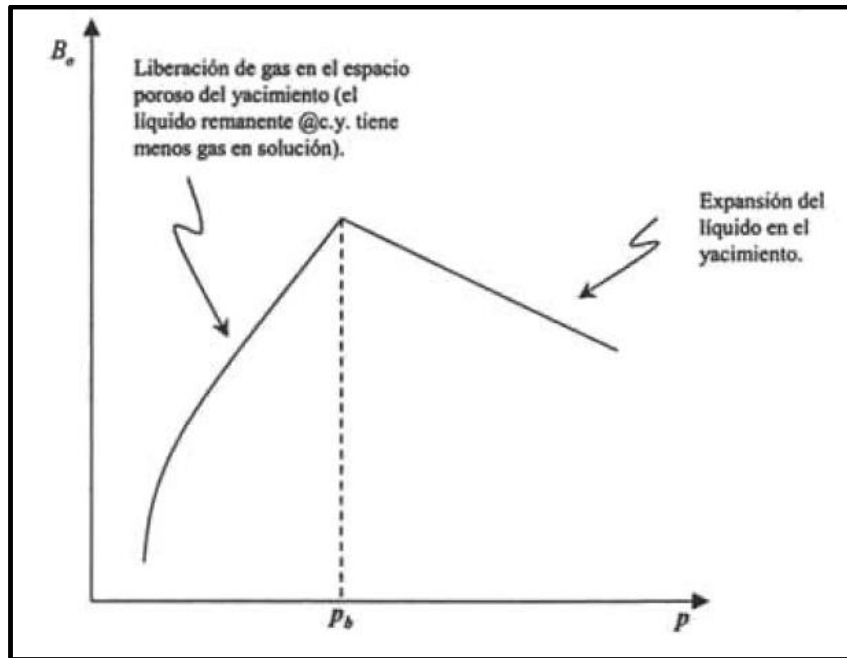


Fig. 7.5. Comportamiento del factor de volumen del aceite con respecto a la presión a temperatura constante (Mc Cain, 1990).

7.3.3. FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS (B_g)

Físicamente se define como la relación del volumen de una masa de gas a las condiciones del yacimiento y el volumen de la misma cantidad de gas a las condiciones estándar, como se muestra en la Ecuación 7.2, es posible observar que mientras la presión del yacimiento aumenta, el factor de volumen de gas decrece, ya que el volumen de gas en el yacimiento es muy pequeño comparado con el volumen a condiciones de superficie. Además, el factor de volumen del gas aumenta mientras que la presión disminuye, ya que el volumen de gas en el yacimiento tiende a expandirse, por lo tanto, su factor de volumen aumenta. Esto sucederá tendiendo a que el valor de B_g sea igual a uno, lo que indicaría que las condiciones de yacimiento y superficie son las mismas, evidentemente eso nunca sucederá.

$$B_g = \frac{\text{volumen de gas}_{c.y.}}{\text{volumen de gas}_{c.s.}} \quad \text{Ec. 7.2.}$$

Matemáticamente este factor puede ser calculado utilizando la Ecuación 7.3. En la Figura 7.6 se puede observar el comportamiento isotérmico común del factor de volumen del gas conforme varía la presión a una temperatura constante

$$B_g = 0.0282 \frac{Z_{c.y.} T_{c.y.}}{P_{c.y.}} \quad \text{Ec. 7.3.}$$

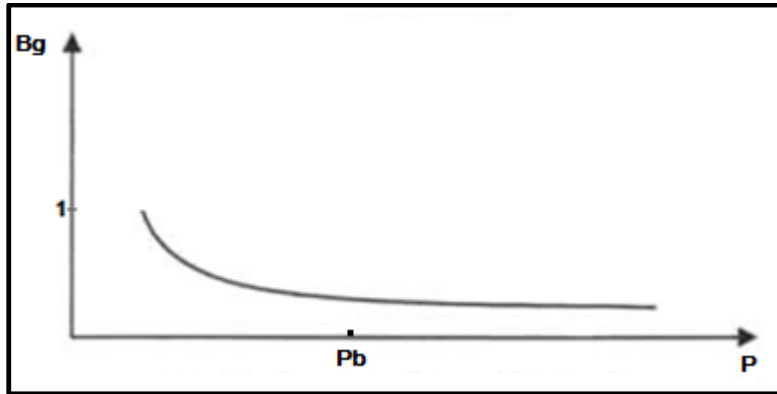


Fig. 7.6. Comportamiento del factor de volumen del gas con respecto a la presión a temperatura constante.

7.3.4. FACTOR DE VOLUMEN TOTAL (B_t)

Físicamente se define como la relación entre el volumen de aceite con su gas en solución más el volumen del gas liberado en el yacimiento y el volumen de aceite a condiciones estándar, como se muestra en la ecuación 7.4

$$B_t = \frac{\text{volumen de aceite con su gas en solución}_{c.y.} + \text{volumen de gas liberado}_{c.y.}}{\text{volumen de aceite}_{c.s.}} \quad \text{Ec. 7.4.}$$

Matemáticamente el factor de volumen total puede calcularse utilizando la Ecuación 7.5, en la cual se observa que el factor de volumen total es el resultado de la suma del factor de volumen de aceite y el factor de volumen de gas multiplicado por la resta de dos términos ($R_{sb} - R_s$), que físicamente representa la resta del volumen del gas disuelto en el aceite, el cual ya es considerado para los cálculos dentro del término B_o .

$$B_t = B_o + B_g(R_{sb} - R_s) \quad \text{Ec. 7.5.}$$

La Figura 7.7 muestra el comportamiento del factor de volumen total con respecto de la presión, en ella se observa que para presiones superiores a la presión de burbuja el factor de volumen total se comporta como el factor de volumen del aceite debido a que no ha comenzado la liberación del gas disuelto. Para presiones por debajo de la presión de burbuja se observan dos líneas, una decreciente que representa el comportamiento del factor de volumen del aceite en el yacimiento que disminuye debido a la liberación del gas y una ascendente, es decir, el B_t aumenta debido también a la liberación del gas.

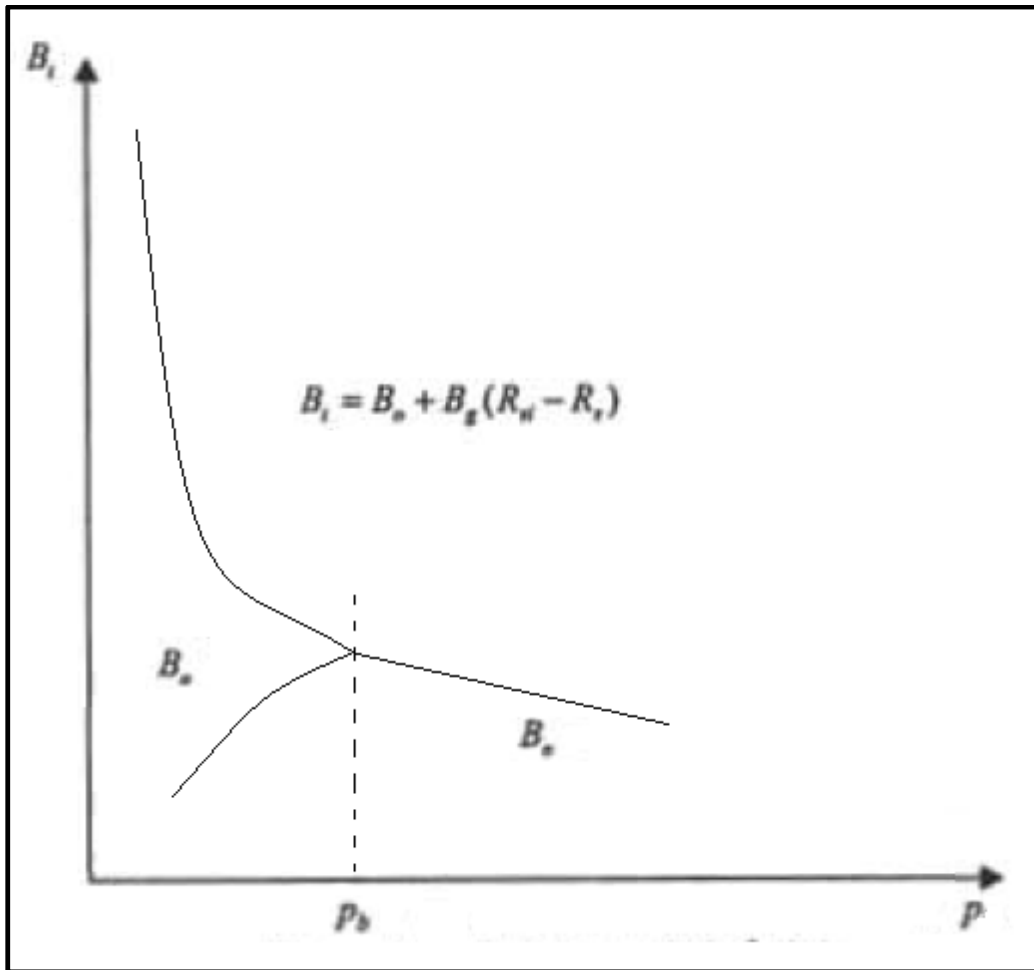


Fig. 7.7. Comportamiento del factor de volumen total con respecto a la presión a temperatura constante.

7.3.5. RELACIÓN DE SOLUBILIDAD (R_s)

Se denomina R_s a la relación entre la cantidad de gas disuelto en el aceite a las condiciones del yacimiento que se libera en el trayecto a la superficie medido a estas condiciones y el volumen de aceite medido también a las condiciones de superficie, matemáticamente se puede representar por la Ecuación 7.6. Como se mencionó anteriormente la disminución de la presión propicia un cambio en el volumen del aceite, ya que del aceite se libera cierta cantidad de gas.

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas producido en la superficie}_{c.s.}}{\text{Volumen de aceite en el tanque de almacenamiento}_{c.s.}} \quad \text{Ec. 7.6.}$$

La Figura 7.8 muestra el comportamiento de la R_s , con respecto a la presión a una temperatura constante. En la figura es posible observar que para presiones que exceden a la presión de burbuja, la R_s se mantiene constante debido a que no existe liberación del gas disuelto en el yacimiento; mientras que después de alcanzarse la presión de burbuja, la R_s comienza a disminuir en forma constante debido a la liberación del gas disuelto

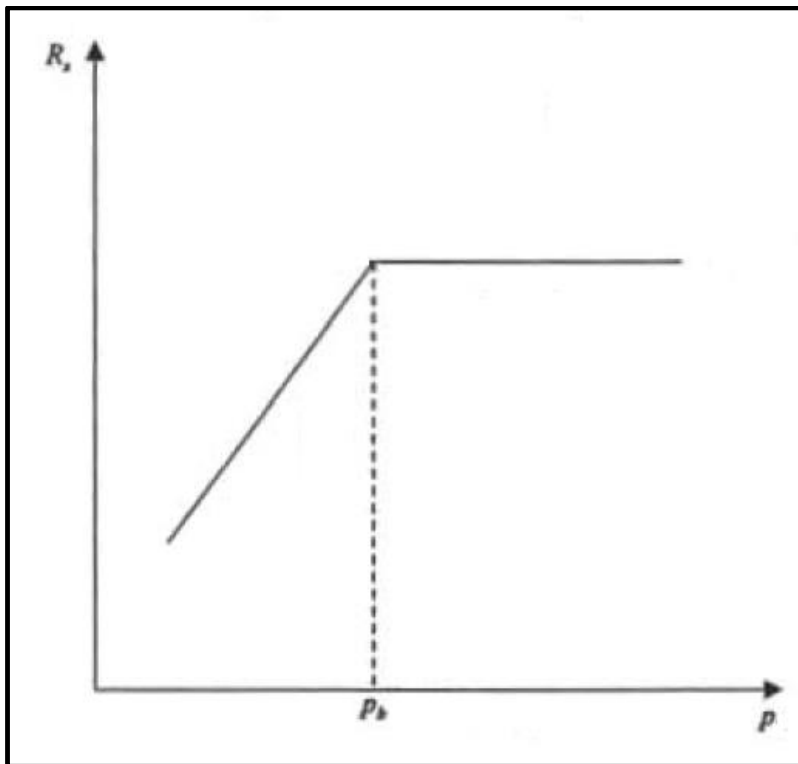


Fig. 7.8. Comportamiento de la relación de solubilidad con respecto de la presión a temperatura constante (Mc Cain, 1990).

7.3.6. VISCOSIDAD DEL ACEITE (μ_o)

La viscosidad del aceite varía con la presión y la temperatura, de tal forma que un incremento en la temperatura provoca un decremento en la viscosidad, mientras que una reducción de la presión también provoca una disminución de la viscosidad. Además de la influencia de la presión y temperatura en la viscosidad del aceite, existe otra razón más que provoca cambios considerables en la viscosidad, ésta es la liberación del gas disuelto en el aceite, resultando un incremento de la viscosidad proporcional a la liberación del gas disuelto.

La Figura 7.9 muestra el comportamiento de la viscosidad del aceite con respecto de la presión a una temperatura constante. Para presiones superiores a la presión de burbuja se observa un poco de decremento de la viscosidad casi uniforme con el decremento de presión mientras que para presiones inferiores a la presión de burbuja se observa un incremento grande, debido a que durante la liberación del gas, las partículas más ligeras salen del aceite quedando las más pesadas en su interior.

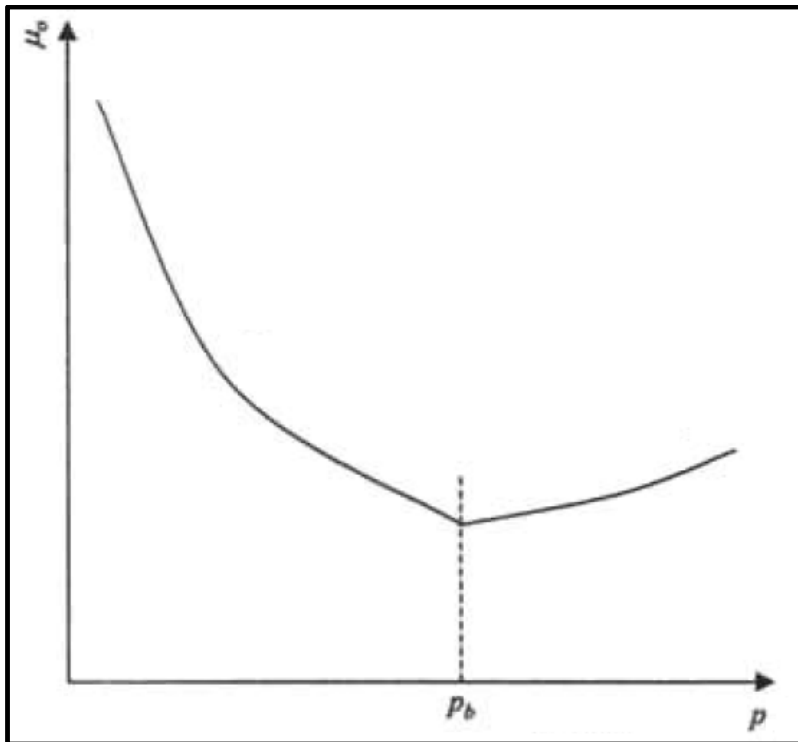


Fig. 7.9. Comportamiento de la viscosidad del aceite con respecto a la presión, a temperatura constante (Mc Cain, 1990).

7.4. APLICACIONES

La información proporcionada por los análisis PVT a las muestras de aceite permite comprender, de una mejor forma, la variación de sus propiedades y su comportamiento dentro del yacimiento, ayudando a establecer la mejor manera de proseguir con las operaciones subsecuentes, como pueden ser el tipo de terminación del pozo y, posteriormente, las técnicas de producción que se aplicarán en el pozo y en el yacimiento.

7.4.1. DEFINICIÓN DEL YACIMIENTO

La caracterización de las propiedades de los fluidos muestreados permite conocer el tipo de yacimiento encontrado y describirlo detalladamente, creando diagramas de fase, para describir el comportamiento del fluido a lo largo de la vida productiva del yacimiento facilitando la descripción de su estado en cada momento y los procesos de empuje que en éste se presentan.

7.4.1A. DIAGRAMA DE FASE

Se puede construir el diagrama de fase del hidrocarburo del yacimiento, con los datos obtenidos de los diferentes estudios realizados al fluido, como son los análisis PVT. Una vez que se ha construido el diagrama de fase, es posible clasificarlo dentro de alguno de los 5 yacimientos que se consideran conocidos de acuerdo a las características de los fluidos como: aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo

y gas seco, lo cual ayudará a programar las operaciones que posteriormente se realizarán en los pozos, ya que la forma de explotación de un yacimiento de un tipo determinado es diferente a la de cualquier otro tipo debido a las diferencias en las propiedades de los fluidos que contienen.

La Tabla 7.1 muestra algunos datos como son: el color, el porcentaje de componentes pesados contenidos en los fluidos y el cambio de fase, si es que se presenta dentro del yacimiento. Estos datos son provenientes de análisis de laboratorio utilizados para determinar el tipo de yacimiento al que pertenecen los fluidos estudiados.

	ACEITE NEGRO	ACEITE VOLATIL	GAS CONDENSADO	GAS HUMEDO	GAS SECO
Cambio de fase en el yacimiento	Punto de burbuja	Punto de burbuja	Punto de rocío	No existe cambio de fase	No existe cambio de fase
Heptanos + pesados (% mol)	> 20 %	20 a 12.5 %	< 12.5 %	< 4 %	< 0.7 %
Color	Negro	Amarillo obscuro	Amarillo claro - amarillo	Incoloro, amarillo claro	No hay liquido

Tabla 7.1. Datos de laboratorio determinantes para identificar el tipo de yacimiento (Cuautli, 2006).

La Tabla 7.2 muestra algunos datos recabados de análisis en campo, como son el valor de la relación gas aceite (RGA), la densidad API del fluido y el color del fluido dentro del tanque de almacenamiento. Estos datos son utilizados para determinar el tipo de yacimiento al cual pertenecen los fluidos analizados.

	ACEITE NEGRO	ACEITE VOLATIL	GAS CONDENSADO	GAS HUMEDO	GAS SECO
Relación de solubilidad inicial [ft ³ de gas @ c. e./Bl de aceite @ c. t.]	< 1,750	1,750 - 3,200	< 3,200	< 15,000	> 100,000
°API en el tanque de almacenamiento	< 45	> 40	> 40	Arriba de 70	No hay liquido
Color del líquido en el tanque de almacenamiento	Oscuro	Café, naranja o verde	Ligeramente con color	Blanco, transparente, similar al H ₂ O	No hay liquido

Tabla 7.2. Datos de campo determinantes para identificar el tipo de yacimiento (Cuautli, 2006).

7.4.1B. ESTADO DE SATURACION DE GAS

Muestras de aceite, en los que se conservan las condiciones de presión presentes en el yacimiento, permiten conocer su estado de saturación de gas en el yacimiento, ya que al analizar el aceite y conocer la presión a la cual alcanza el estado de saturación de gas, es posible determinar si el yacimiento está saturado o bajo saturado. Debido a que en el presente trabajo se consideran yacimientos de aceite, se podrá definir

si existe en éste la liberación del gas disuelto en el yacimiento y establecer el método de empuje que presenta.

7.4.1C. TIPO DE EMPUJE NATURAL EN EL YACIMIENTO

Al conocer el tipo de yacimiento que se tiene en el subsuelo, con base en las características y propiedades de los fluidos, se pueden inferir, inicialmente, la influencia que podrían tener en los procesos naturales de empuje, así también será posible, en principio, descartar alguno de esos procesos de empuje.

Los procesos de empuje natural que se pueden encontrar son los siguientes: expansión de sistema roca-fluidos, empuje por gas disuelto, empuje por el casquete de gas, empuje por entrada de agua y empuje por segregación gravitacional. La caracterización del método de empuje permite, también, estimar el porcentaje de recuperación del volumen de aceite original presente en el yacimiento asociado a la caída de la presión inicial, como se muestra en la Figura 7.10.

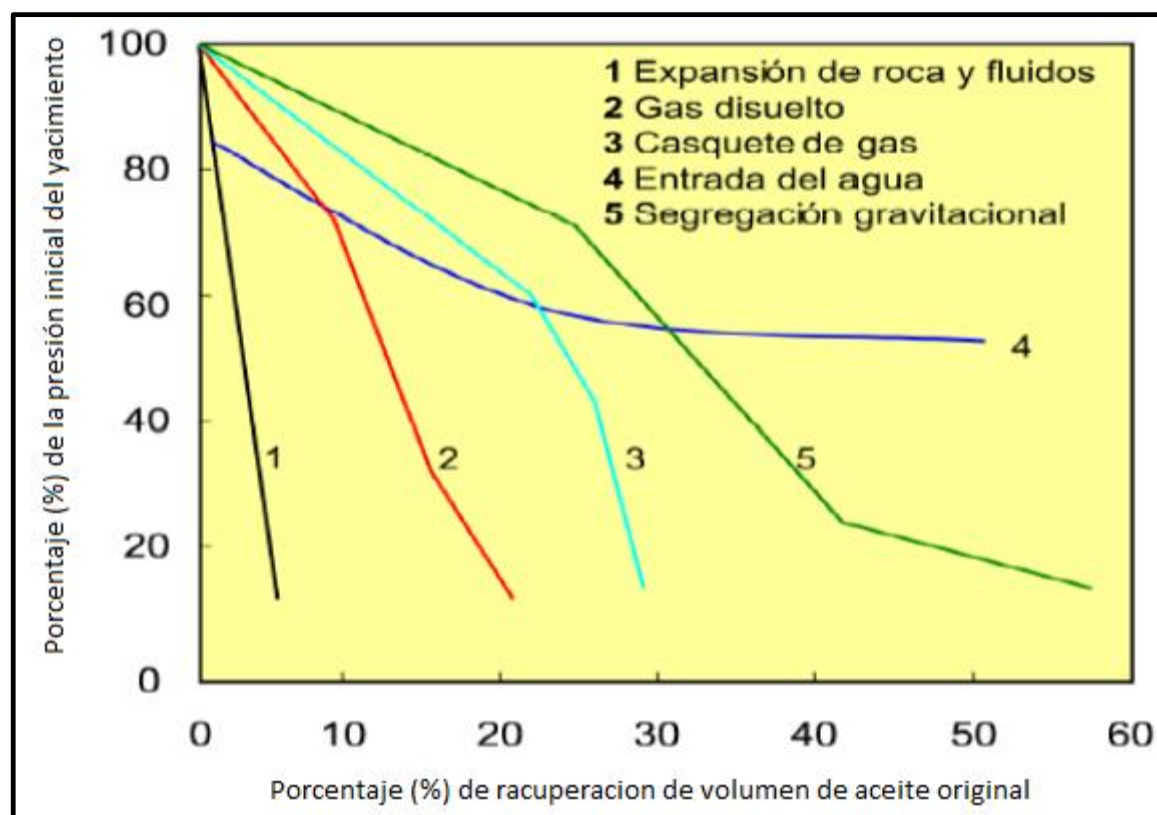


Fig. 7.10. Estimación general de la recuperación de aceite proporcionada por la caída de presión en el yacimiento en porcentajes (Alfredo León, 2010).

7.4.2. CÁLCULOS DE BALANCE DE MATERIA

Para utilizar la ecuación de balance de materia y realizar cálculos de los volúmenes original y remanente de fluidos en el yacimiento es necesario contar con ciertos datos conocidos, como son: los factores de volumen

del gas, del agua y del aceite, además de estos es necesario también tener información de las pruebas de núcleos, como las saturaciones de fluidos y las compresibilidades de la formación.

En un yacimiento de aceite bajo saturado, la Ecuación 7.1 es la expresión de balance de materia más simple que se puede utilizar.

$$N_p B_o = N(B_o - B_{oi}) \quad \text{Ec. 7.1.}$$

donde:

- N es el volumen original de aceite a condiciones de yacimiento.
- N_p el volumen producido de aceite a condiciones de yacimiento.
- B_o es el factor de volumen del aceite.
- B_{oi} es el factor de volumen inicial de aceite.

Esta expresión puede volverse más compleja en un yacimiento bajosaturado al considerar los valores de expansión de la formación, la expansión del agua congénita, la entrada de agua y la expansión del casquete de gas para obtener la Ecuación 7.2.

$$N(B_t - B_{ti}) + mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (W_e - W_p B_w) + \left[\frac{mNB_{ti}}{1 - S_{wizg}} + \frac{NB_{ti}}{1 - S_{wizo}} \right] C_f \Delta p + \left[S_{wizg} \frac{mNB_{ti}}{1 - S_{wizg}} + S_{wizo} \frac{NB_{ti}}{1 - S_{wizo}} \right] C_w \Delta p = N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] \quad \text{Ec. 7.2.}$$

7.4.2A. CÁLCULO DE VOLUMEN ORIGINAL (N)

La información de los fluidos proporcionada por los análisis PVT a las muestras en un pozo descubridor, permiten estimar el volumen original de hidrocarburos presentes en el yacimiento utilizando la ecuación de balance de materia, dicho volumen no es muy preciso debido a la poca información que se tiene; sin embargo, es una aproximación inicial y se irá ajustando conforme se adquiere mayor información.

El cálculo se puede realizar, despejando de la Ecuación 7.1 el término N como se muestra en la Ecuación 7.5, siendo esta la forma más simple de obtener el valor de N .

$$N = \frac{N_p B_o}{(B_o - B_{oi})} \quad \text{Ec. 7.3.}$$

También se pueden utilizar la ecuación más compleja mostrada anteriormente (7.2) aplicando métodos más elaborados como lo son la realización de una gráfica, en la cual la pendiente tiene el valor del volumen original (N), como se muestra en la Figura 7.11.

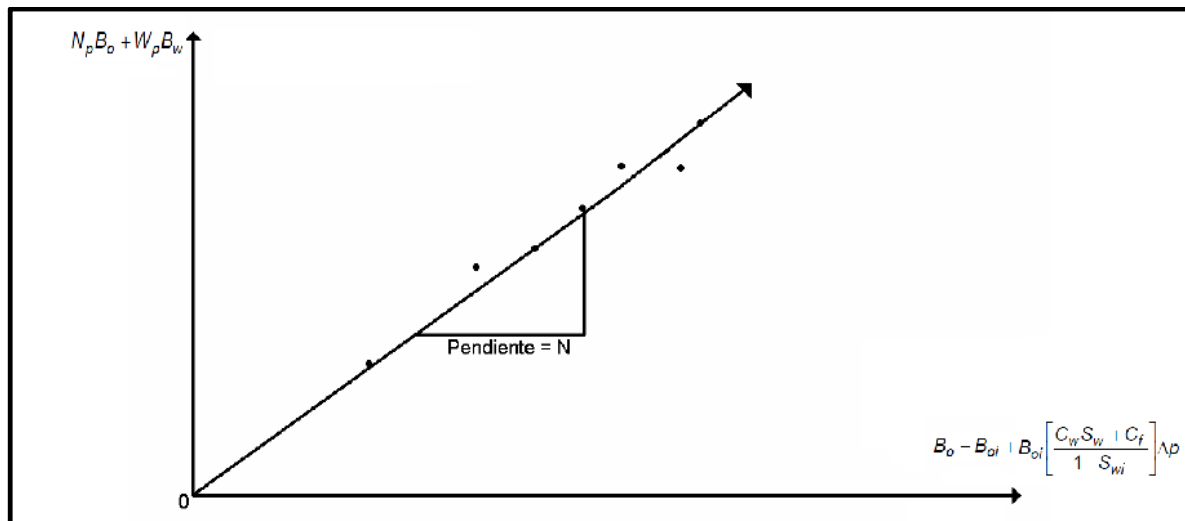


Fig. 7.11. Grafica para conocer el volumen original en un yacimiento de aceite bajosaturado.

7.4.3. USO DE CORRELACIONES PARA CONOCER OTRAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Un análisis PVT no proporciona toda la información que los diversos especialistas en la industria requieren para proseguir con sus labores regulares y en ocasiones no es posible realizar diversos estudios, ya sea por razones técnicas o económicas, por tal motivo se utilizan correlaciones para determinar propiedades de interés, en el entendido de que aunque los valores calculados no serán exactos, sí proporcionarán una aproximación confiable sobre la cual podrán basarse sus decisiones.

Por tales razones existen correlaciones, como las de Standing, Katz, Oeistein, Vásquez y Lasater, entre otras, las cuales al ser validadas utilizando algunos datos de los análisis PVT realizados a las muestras obtenidas, pueden ser utilizadas para calcular los parámetros requeridos, como pueden ser la relación de solubilidad (R_s), la presión de burbuja (P_b) o el factor de volumen de aceite (B_o) por mencionar algunos.

A continuación se muestran las correlaciones que Standing propone para calcular las tres propiedades mencionadas en el párrafo anterior.

La Ecuación 7.4 muestra la correlación utilizada para calcular la presión de burbuja.

$$P_b = 18 \left(\frac{R_s}{\gamma_{gd}} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T - 0.0125API)} \quad \text{Ec. 7.4.}$$

La Ecuación 7.5 muestra la correlación utilizada para calcular la relación de solubilidad.

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) * 10^{((0.0125API - 0.00091T))} \right]^{1.2048} \quad \text{Ec. 7.5.}$$

La Ecuación 7.6 muestra la correlación utilizada para calcular el factor de volumen de aceite.

$$B_o = 0.972 + 0.000147F^{1.175} \quad \text{Ec. 7.6.}$$

donde:

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T$$

Cada correlación propuesta por puede ser utilizada para calcular los valores que sean necesarios obtener; sin embargo, cada correlación es desarrollada utilizando experimentos diferentes, por lo que es necesario evaluar los resultados de las diferentes correlaciones para utilizar las que menos errores arrojen.

Para esto se utilizan las ecuaciones conocidas para obtener los valores de la presión de burbuja, la relación de solubilidad y el factor de volumen, todos los resultados son comparados con los valores medidos en laboratorio y se seleccionan aquellas correlaciones que muestren el error más pequeño para ser utilizadas en los cálculos necesarios en los procesos ingenieriles.

8 INFORMACIÓN DE LA TERMINACIÓN DEL POZO.

Los pozos exploratorios son los primeros en ser perforados en un proyecto de explotación de un yacimiento petrolero. El principal objetivo de estos pozos es confirmar la presencia de hidrocarburos. En general, la función de los pozos exploratorios es obtener la mayor cantidad de información que sirva para determinar inicialmente varios aspectos del yacimiento, como: su tamaño, sus características estáticas y dinámicas que ayuden a definir cómo van a producir los pozos.

Puesto que la geología del área es hasta cierto punto conocida, la perforación y terminación de los pozos exploratorios podrá ser diseñada inicialmente. Estos pozos exploratorios mejoran la calidad de la información para permitir que los Ingenieros realicen mejoras a los programas de perforación y a la predicción de la producción inicial.

La terminación de un pozo exploratorio es muy importante para determinar si se cometieron fallas operativas o de diseño que influyeron en la eficiencia de su producción. La información de este pozo sirve para definir cuál deberá ser la terminación apropiada para los futuros pozos del yacimiento y así obtener mayores eficiencias.

En la Figura 8.1 se muestra un esquema de terminación de un pozo produciendo por uno y dos intervalos, en los cuales se indican algunos de los accesorios comúnmente utilizados.

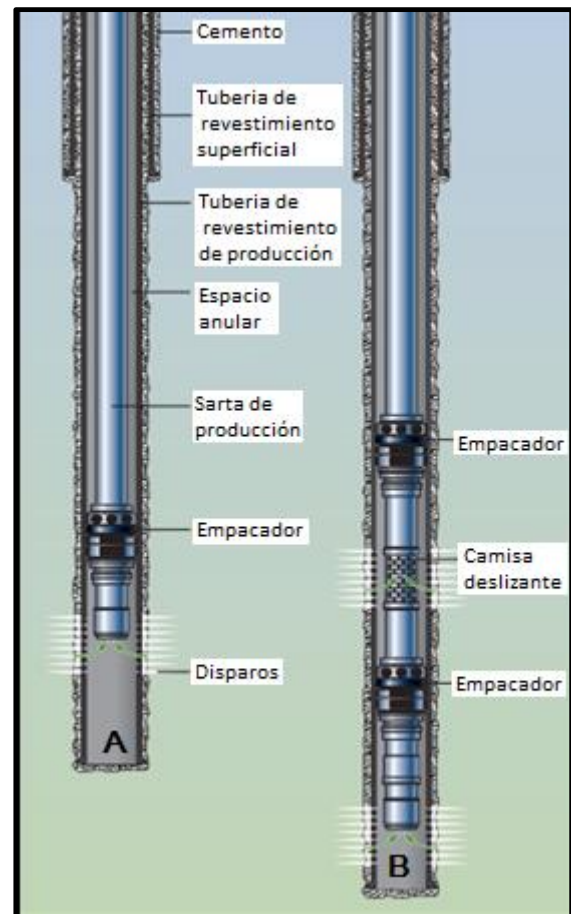


Fig. 8.1. Terminación de un pozo produciendo por un intervalo (A) y dos intervalos (B) (Schlumberger, 2008).

8.1. TIPOS DE TERMINACIÓN DE POZOS.

La terminación de un pozo es esencial para establecer su productividad, ya que es el medio que comunica al yacimiento con el pozo, por lo tanto, es muy importante seleccionar la apropiada terminación que genere la mayor productividad de acuerdo a las diversas características del yacimiento, y evitar el daño a la formación o al yacimiento. Se han propuesto varios tipos de terminación, cada uno satisface diferentes necesidades. En general, las terminaciones se pueden agrupar de acuerdo a si el pozo está o no ademado.

8.1.1. TERMINACIÓN EN AGUJERO DESCUBIERTO.

En esta terminación la zona productora es perforada después de cementar la última tubería de revestimiento o liner en la cima del intervalo productor, por lo tanto la producción sale directamente del yacimiento al pozo, como se muestra en la Figura 8.2.

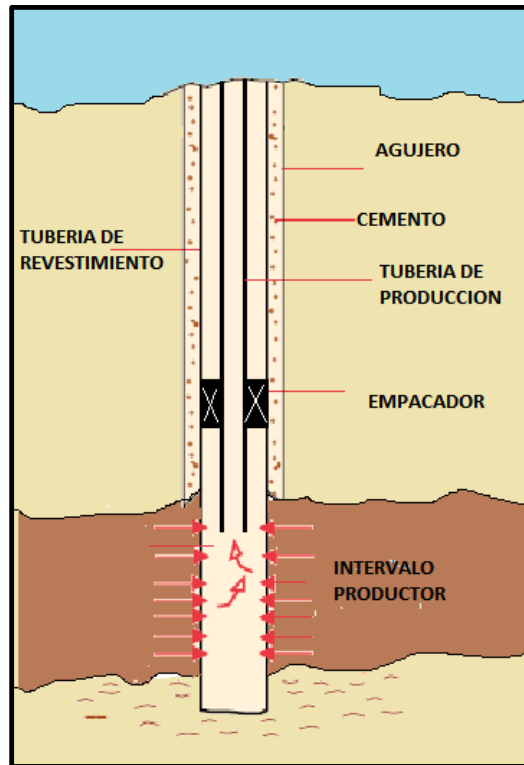


Fig. 8.2. Terminación en agujero descubierto.

8.1.2. TERMINACIÓN CON AGUJERO REVESTIDO.

Después que la zona productora es perforada, una tubería de revestimiento o liner es introducida y cementada. Posteriormente se introducen pistolas, con las que se hacen perforaciones, que son los conductos entre el yacimiento y el pozo. Estas perforaciones deben atravesar la tubería de revestimiento, el cemento y la zona invadida por el filtrado del fluido de perforación, así se tratará de evitar que el flujo de hidrocarburos pase por una zona dañada y, por lo tanto, no se perjudique la productividad del pozo, como se muestra en la Figura 8.3.

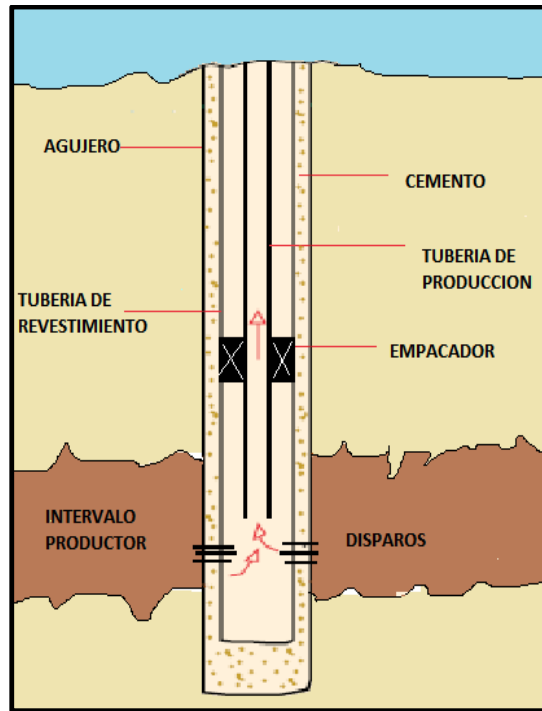


Fig. 8.3. Terminación en agujero revestido.

8.2. SELECCIÓN DEL INTERVALO PRODUCTOR.

La selección del intervalo productor de un pozo exploratorio es una actividad muy importante en el área técnica de terminación de pozos, ya que depende directamente de la caracterización estática que se haya realizado, y los resultados de la terminación sirven para confirmar o no los datos referentes a la mencionada caracterización estática.

Para seleccionar adecuadamente el intervalo productor de un pozo es necesario revisar y analizar toda la información recopilada durante su perforación (petrofísica, geofísica, geológica). La selección del intervalo depende fundamentalmente del tipo de pozo, de los hidrocarburos existentes en el yacimiento, del mecanismo natural de producción que pueda dominar e indiscutiblemente de las propiedades de los sistemas roca y roca-fluidos del yacimiento.

Los pozos pueden ser verticales, desviados u horizontales; los hidrocarburos pueden estar en fase gaseosa, líquida o combinada. Respecto a los mecanismos naturales de producción pueden ser:

- Empuje de gas disuelto.
- Empuje por casquete de gas sin entrada de agua.
- Segregación gravitacional.
- Empuje o entrada de agua sin casquete de gas.

Referente a las propiedades del sistema roca pueden señalarse básicamente, la litología, la estratigrafía, la porosidad en sus distintos tipos y la permeabilidad absoluta. Acerca del sistema roca-fluidos, es importante conocer el grado de saturación de fluidos.

8.3 FLUIDOS DE TERMINACIÓN

El fluido de terminación es aquel con el que se lleva a cabo la operación de hacer producir el pozo. Este fluido debe ser diseñado para no afectar (o hacerlo lo mínimo posible) la formación productora y mantener el control del pozo. Los fluidos de terminación pueden clasificarse de acuerdo en su constituyente principal, o sea la fase continua, en lodos base agua o base aceite.

8.4 TIPOS DE DAÑO

El daño a la formación es la pérdida de productividad (o inyectabilidad) parcial o total, natural o inducida, de un pozo, resultado del contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociados con el proceso natural de producción. Se define como cualquier factor que afecte a la formación reduciendo o impidiendo la producción de hidrocarburos hacia el pozo.

El daño a la formación puede ser causado por procesos simples o complejos, presentándose en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo. El proceso de la perforación del pozo es el primer y quizá el más importante origen del daño, el cual se agrava con las operaciones de cementación de tuberías de revestimiento, las operaciones de terminación y reparación de pozos e incluso por las operaciones de estimulación. El daño puede ser originado, principalmente, por invasión de fluidos y/o sólidos a la formación por efecto de los disparos en la terminación y por los aspectos relacionados a la producción.

En la terminación que se lleva a cabo en agujero abierto, el daño se genera principalmente por la invasión en la formación de filtrados y partículas provenientes de los lodos de perforación y terminación del pozo. Los sólidos finos también pueden ser propiamente de la roca y que se separan y desplazan por el movimiento del filtrado.

En el caso de terminación en agujero revestido, además del daño que se tiene por la invasión de fluidos y partículas finas en la formación por la utilización de lodos de perforación se genera otro daño debido a los disparos que se realizan para perforar la tubería de revestimiento y establecer la comunicación entre el yacimiento y el pozo.

Con base, principalmente, en las características geológicas y petrofísicas, definidas ya por análisis de la información obtenida durante la perforación del pozo se selecciona el intervalo a perforar.

Existen varios equipos para llevar a cabo la operación de disparar, algunos son: pistolas con bala, chorros de partículas finas y chorros de un fluido con arena. Algunos datos referentes a estas técnicas de disparo se indican a continuación:

DISPAROS DE BALA

Las pistolas de bala de 3 1/2" de diámetro o mayores se utilizan en formaciones con resistencias a la compresión inferior a 6000 lb/pg², los disparos con bala de 3 1/4" o tamaño mayor, pueden proporcionar una penetración mayor que muchas pistolas a chorro en formaciones con resistencia a la compresión inferior 2000 lb/ pg². La velocidad en la bala en el cañon es aproximadamente de 3300 pies/seg. Y pierde velocidad y energía cuando el claro excede de 0.5 pg y la pérdida en la penetración con un claro de 1 pg. Es aproximadamente el 25 % de la penetración con un claro de 0.5 pg y con un claro de 2 pg la pérdida es de 30%. Las pistolas a bala pueden diseñarse para disparar selectiva o simultáneamente.

CHORROS DE PARTICULAS

Este tipo de disparos consiste en lanzar un chorro de partículas finas en forma de aguja, a una velocidad de 20,000 pies/seg y una presión estimada de 5 millones de lb/ pg², sobre el blanco. Esta fuerza excede por mucho la resistencia de la tubería de revestimiento, el cemento, los esfuerzos de la roca y consecuentemente forma un túnel con una longitud que dependerá del tipo de formación y de la pistola utilizada. El proceso de disparar a chorro consiste en que un detonador eléctrico inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo y el explosivo principal generando la alta presión y la expulsión a chorro de las partículas finas.

CHORROS DE UN FLUIDO CON ARENA

Su método se basa lanzando a chorro de un fluido cargado de arena, a través de un orificio, contra la tubería de revestimiento. La penetración puede incrementarse apreciablemente adicionando nitrógeno a la corriente del fluido.

La geometría de los agujeros hechos por los distintos equipos influye en la productividad del pozo y está definida por los llamados factores geométricos, los cuales determinan la eficiencia del flujo en un pozo disparado. Algunos de tales factores se enlistan a continuación y se presentan en la Figura 8.4.

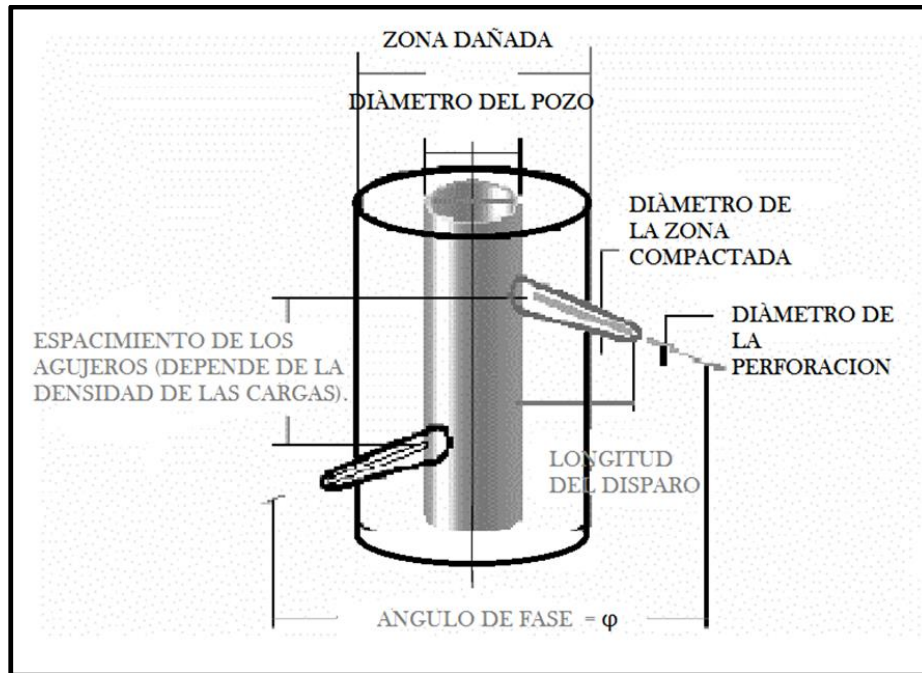


Fig. 8.4. Algunos factores geométricos del sistema de disparo en un pozo.

En la figura 8.5 se muestra un equipo para llevar a cabo la operación de disparos.

- Penetración de las perforaciones.
- Densidad de las perforaciones por metro.
- Fase angular entre las perforaciones.
- Diámetro de los agujeros.

Otros factores que pueden ser importantes en casos especiales, son:

- Penetración parcial del pozo en la formación.
- Desviación del pozo.
- Echados de la formación.
- Radio de drene.

Para evaluar y optimizar la producción en cada zona disparada, es esencial obtener una comunicación adecuada entre el fondo del pozo y el yacimiento.

Aunque existe la tecnología necesaria para asegurar buenos disparos en la mayoría de los pozos, en muchas áreas regularmente se tienen disparos deficientes.

Las tres causas más probables para tener disparos deficientes son:

- Desconocimiento de los requerimientos para disparar óptimamente
- Control inadecuado del claro (distancia entre la carga y la tubería de revestimiento).
- La práctica generalizada de preferir realizar los disparos en función de su precio, en lugar de su calidad.

8.5 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

Una vez terminado el pozo, los análisis que proporcionan información adicional sobre el yacimiento para aplicarse en la caracterización estática son los correspondientes a las pruebas de producción. Con estas pruebas se obtienen:

- Presiones.
- Temperaturas.
- Densidades y viscosidades de los fluidos.
- Cortes de agua en la producción.

Con las pruebas de producción en el pozo exploratorio se respaldan las pruebas en pozos de desarrollo y ayudan a pronosticar y dar soluciones a problemas relacionados con:

- Baja permeabilidad del yacimiento:
- Baja presión del yacimiento:
- Daño a la formación:
- Taponamiento del agujero, tubing o de las líneas de flujo
- Alta viscosidad del aceite
- Excesiva presión contra la formación
- Problemas de producción de agua en pozos de aceite y gas.
- Problemas de gas en pozos de aceite.

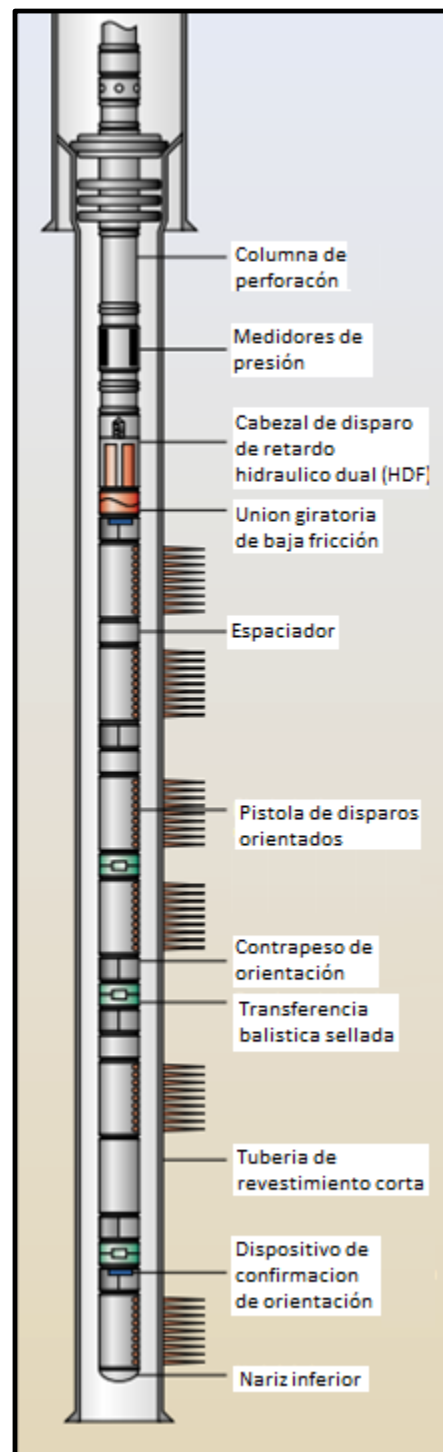


Fig. 8.5. Equipo para realizar disparos orientados, bajado con la tubería de producción OrientXact (PEMEX, 2012).

8.6. ESTADO MECÁNICO DEL POZO

El estado mecánico de un pozo exploratorio al finalizar la terminación es un diseño que se contempló en el programa de terminación y no es extraño mencionar que la terminación final del pozo varía con respecto a lo programado.

El estado mecánico final del pozo exploratorio que se convierte en productor indica la situación en la que queda para iniciar su etapa de producción. Contempla aspectos muy importantes subsuperficiales como son las profundidades reales del arreglo de tuberías de revestimiento y posibles direcciones del pozo.

A continuación se enlistan algunos de estos aspectos.

- Tuberías de revestimiento, con sus profundidades.
- Accesorios (zapatas, coples, tapones de cementación, centradores), con sus profundidades.
- Profundidades del intervalo productor.
- Tuberías de explotación, con sus profundidades.
- Profundidades de accesorios particulares de la perforación.

Al ser un estado mecánico de un pozo exploratorio funciona como guía para futuros diseños mecánicos de pozos, ya que este diseño cuenta con las profundidades reales del intervalo productor (dato que funciona para confirmar la profundidad de los intervalos previamente caracterizados), así como las profundidades mencionadas. En la figura 8.6 se muestra un ejemplo de un estado mecánico de una terminación con bombeo neumático.

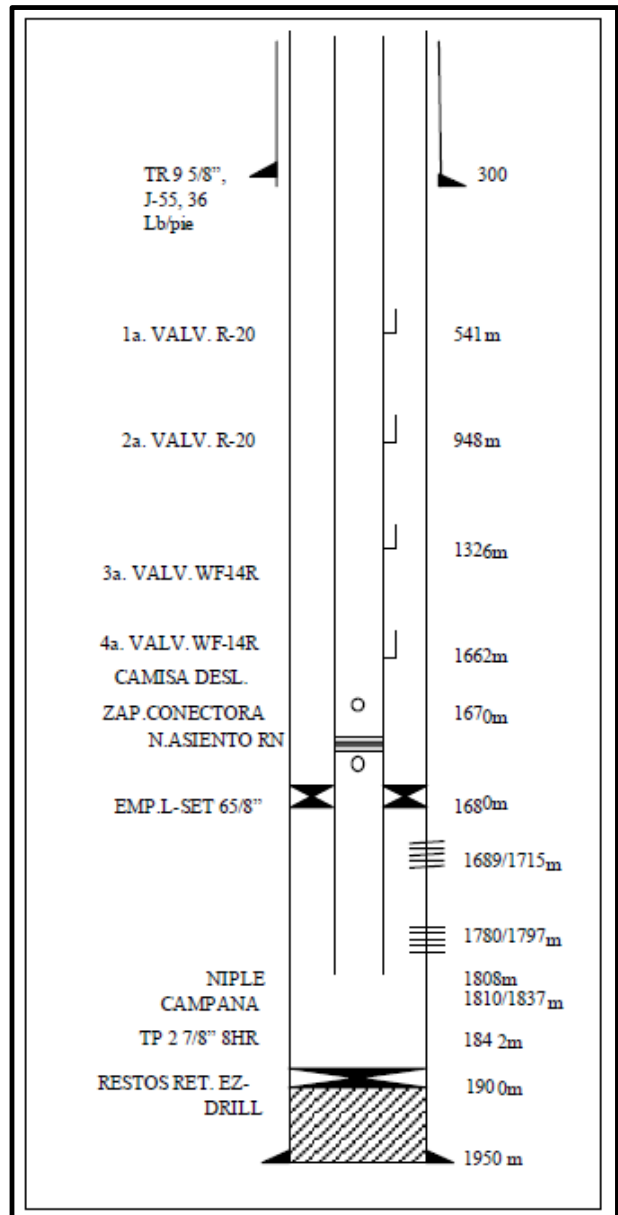


Fig. 8.6. Estado mecánico de una terminación (Schlumberger, 2008).

Además de contener aspectos subsuperficiales es importante indicar en el estado mecánico final del pozo los principales componentes superficiales que se instalarán para las operaciones de producción subsiguientes que permitan un óptimo programa de desarrollo del pozo, estos accesorios son:

- Árbol de válvulas
- Empacadores (permanentes perforables, semipermanentes, recuperables, permanentes)
- Niples de asiento (selectivos, retenedores, niple para válvula de seguridad)
- Válvula de seguridad
- Estrangulador de fondo
- Válvulas de circulación
- Junta de expansión

En la Figura 8.7 se muestran algunos de los accesorios mencionados anteriormente.

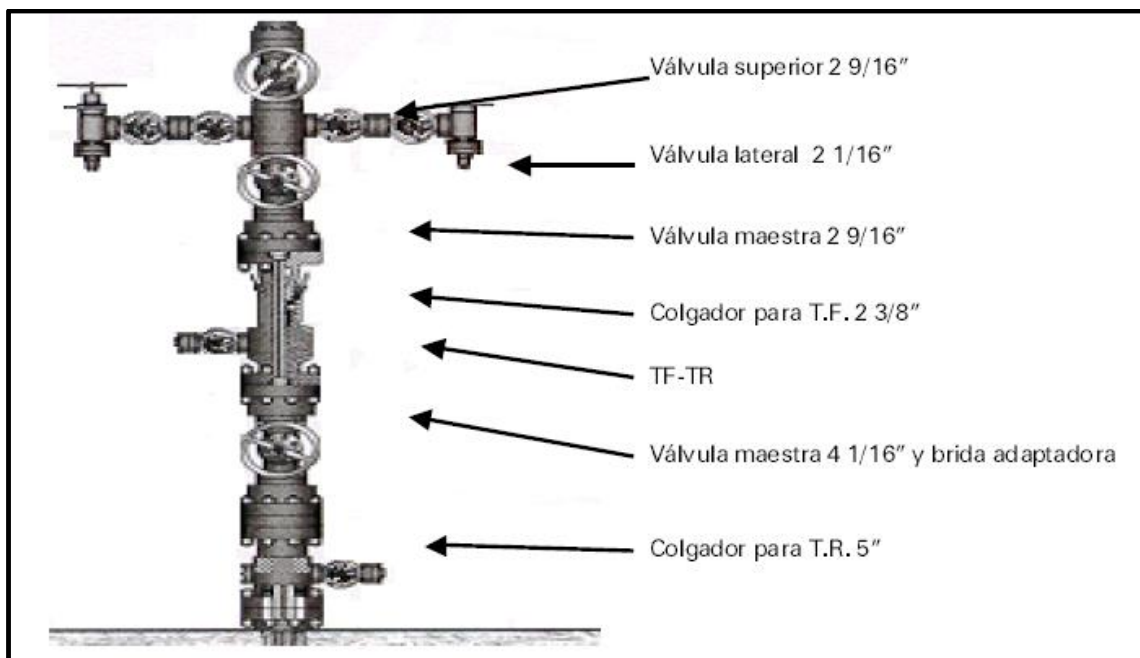


Fig. 8.7. Conexiones superficiales para una terminación (PEMEX, 2006).

8.7. INFORMACIÓN APLICABLE A LA CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA

Con la terminación del pozo exploratorio, de manera general, se tiene el primer contacto directo con el yacimiento, proporcionando información con alto grado de certeza que es utilizada para llevar a cabo la caracterización estática inicial del yacimiento.

Toda la información recolectada durante la terminación del pozo también se aplica para la optimización de programas de futuras terminaciones, de otros pozos del yacimiento.

El análisis completo de la terminación del pozo conlleva la recopilación de la información que reafirma y contribuye a establecer la caracterización estática del yacimiento.

Dos aspectos básicos, muy importantes, para tomar decisiones respecto a la terminación del pozo descubridor de un yacimiento petrolero son:

- a) Seleccionar el intervalo que se pondrá a producir.
- b) Definir el tipo de terminación que se llevará a cabo.

Para seleccionar el intervalo a producir se requiere hacer el estudio detallado de todo el espesor de la formación con hidrocarburos que atravesó el pozo. Para tal estudio se toman en cuenta, principalmente, los registros geofísicos corridos en el pozo, las muestras de roca (recortes, núcleos de fondo y de pared) que se recuperaron en tal formación, así como las pruebas de formación que se hayan tomado en el estrato en cuestión.

Es muy común que la primera interpretación cuantitativa de los registros geofísicos de pozo se realice sin tener los parámetros de correlación registros-núcleos propios del yacimiento, por lo que se utilizan los parámetros que los especialistas han propuesto de manera general, de acuerdo al tipo de roca.

Aplicando toda la información disponible se determina para el espesor completo del estrato: el tipo de roca, la porosidad, el grado de saturación de agua o de hidrocarburos. De este estudio se conoce si todo el espesor contiene buenas condiciones de la roca y de saturación de hidrocarburos o si esta característica se tiene solo en una parte de la formación.

Esta información, combinada con otra que no corresponde propiamente al yacimiento, ayuda a seleccionar el tipo de terminación con el que se pondrá a producir el pozo.

Realizada la terminación se llevan a cabo las pruebas de producción, con las que principalmente se obtienen datos sobre presiones, temperaturas, características de los fluidos producidos y cortes o flujos fraccionales de agua en la producción, información muy importante pues con ella se confirma o no la caracterización estática inicialmente efectuada; por ejemplo, con base en la fracción de agua que se tenga en la producción del pozo al empezar su explotación se puede definir si las interpretaciones cuantitativas de los registros geofísicos de pozo son correctas o requieren ajustes. Partiendo del hecho de que las operaciones de cementación de las tuberías de revestimiento se realizaron con éxito, es decir no hay roturas en la tubería ni en el cemento, si la saturación de agua estimada con los registros resulto baja, del orden de la irreductible, y se tienen apreciables producciones de agua del intervalo productor, es necesario modificar los parámetros de calibración de las ecuaciones aplicadas para que se tenga congruencia entre los datos estimados con los registros geofísicos y los reales obtenidos de la producción.

El ejemplo descrito indica una forma de aplicar los datos de terminación del pozo en la caracterización estática del yacimiento.

Las pruebas de producción junto con las pruebas de presión permiten determinar características estáticas y dinámicas del yacimiento, como se ha indicado en el apartado 6.5.1 de esta tesis.

CONCLUSIONES

El pozo descubridor es muy importante para los estudios de caracterización estática, ya que en dicho pozo se tiene la oportunidad de conocer las condiciones iniciales del yacimiento, las cuales jamás se volverán a presentar, debido a que comienzan a cambiar desde el momento en que se descubre el yacimiento y se inicia su explotación, por tal motivo es de suma importancia obtener la mayor cantidad de información posible porque toda será invaluable para el futuro del yacimiento.

Toda la información que se puede obtener antes del inicio de la perforación es fundamental para iniciar los trabajos y nunca debe ser ignorada o despreciada, siempre se requiere analizarla con detalle y utilizarla de la forma más eficiente posible.

La información recabada para la elaboración del programa de perforación del pozo exploratorio proviene de métodos físicos de exploración en el área y de la correlación de información de pozos y campos vecinos. Como resultado se obtiene una aproximación de la estructura que se pretende perforar, la cual se utiliza para trazar la planeación de la perforación del pozo que pretende ser productor.

Es importante visualizar que la elaboración de un plan a seguir no se cumplirá al pie de la letra, ya que existen muchas circunstancias imprevistas que pueden modificarlo. Este plan no es solo de perforación, ya que contempla la toma de muestras, de registros de pozo, de diversas pruebas y de cualquier otro aspecto que sea factible realizar.

Debe cuidarse que todas las muestras recabadas para su análisis sean representativas del yacimiento, que no contengan ninguna clase de impurezas externas a éste, como pueden ser las provenientes de los procesos y de errores humanos durante su recolección. Por lo tanto deben ser tomadas con extrema precaución, con las mejores condiciones de seguridad posibles, ya que de estas depende el futuro del proyecto.

La información que se obtiene de cada trabajo de toma y análisis de muestra debe ser analizada antes de concluir o determinar alguna propiedad utilizando dicha información, ya que el uso de un solo análisis no brinda la mejor información posible, como se tiene con el uso del conjunto de todos los análisis existentes para determinar alguna propiedad de interés.

Es importante señalar que el diámetro de un pozo, en comparación con el tamaño del yacimiento o el de la formación, es insignificante y los estudios que se realizan a través del pozo no abarcan un volumen de roca considerablemente grande, razón por la cual se debe enfatizar que todos los análisis se realizan en secciones muy pequeñas y deben ser extrapolados al yacimiento, razón por la cual se infiere que los datos, por ejemplo la distribución de fluidos, sólo son estimados y pueden variar en cualquier punto alejado del radio de análisis que proporciona el pozo.

RECOMENDACIONES

Seguir la planeación de los procedimientos de perforación, muestreo y realización de pruebas de forma estricta, manteniendo el monitoreo en todo momento de éstas, recordando que debido a que la planeación se realiza sin el conocimiento absoluto de las condiciones del subsuelo, pueden surgir problemas inesperados, los cuales deberán atenderse rápida y efectivamente.

Las operaciones de perforación representan el primer contacto directo con la formación y el yacimiento, razón por la cual es de especial interés realizarlas apegándose al programa establecido y bajo las máximas condiciones de seguridad y monitoreo posible, para que en el caso de que las características esperadas no sean las encontradas se puedan realizar las adecuaciones pertinentes para mantener los trabajos de perforación en forma óptima.

Utilizar toda la información disponible para caracterizar el yacimiento en forma conjunta, es decir, los resultados de un experimento de laboratorio o de una operación de campo no deben ser tomados 100% como verdaderos, deben ser corroborados y afinados con resultados de todos los procedimientos relacionados que se puedan tener en el momento o que se hayan obtenido con anterioridad.

Las condiciones iniciales del yacimiento solo pueden ser estudiadas en el momento en el que se descubre y tienen una gran importancia para el desarrollo del campo, motivo por el cual es de primordial interés registrar, en diversas formas, las condiciones de la manera más inmediata y exacta posible para evitar una mala planeación de las operaciones subsecuentes.

Recordar que toda la información que es posible conocer del yacimiento, de la formación, del pozo y del área de interés petrolero, es importante registrarla, ya que aunque puede no parecer útil en el momento, pero puede ser utilizada durante toda la vida productiva del pozo en otros trabajos de ingeniería, como son, simulación numérica de yacimientos, métodos de recuperación artificial y secundaria; además puede ser de utilidad en trabajos posteriores, como el desarrollo de un futuro campo, motivo por el cual esta información debe ser lo más exacta posible.

Durante los procesos de producción del yacimiento, es recomendable mantener un gasto de producción adecuado para evitar problemas como la conificación del agua o gas presentes en el yacimiento, además de evitar un pronto abatimiento de presión en el yacimiento, que mermaría la recuperación total de hidrocarburos.

El uso de varios pozos que analicen el yacimiento brindará una mayor comprensión de todos los parámetros que se requiera conocer, razón por la cual se recomienda, no sólo obtener información de un pozo, sino de varios con la mayor información posible que permiten describir mejor tanto el yacimiento como las formaciones contenidas en un campo.

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA

1. Amyx, J.(1969), "Petroleum Reservior Engieneering" Mac Graw-Hill, USA.
2. Castrejón Pineda Héctor Ricardo. (2010). "Apuntes de la asignatura de Petrofísica y Registros Geofísicos de Pozos". Facultad de Ingeniería. UNAM. México.
3. Castro Herrera, Israel. Catedra impartida de Caracterización Dinámica de Yacimientos, Universidad Nacional Autónoma de México.
4. Dimas Hernández Oscar (2004). "Determinación de los gradientes de presión de formación y de fractura en el campo de Tajín". Tesis para obtener el título de ingeniero petrolero, Universidad Nacional Autónoma de MéxicoO.
5. E. R. Crain (2006), "Crain's Petrophysycal Handbook", <https://www.spec2000.net/09-corepore.htm>
6. Emerson Moore Geosciences LTd. (2008) Registro de Parámetros de Perforación en tiempo real. www.emerson-moore.co.uk.
7. Gallegos, E (24 Febrero, 2014). "¿Qué son los Yacimientos No Convencionales?". Energía YPF. Recuperado de <http://frackingargentina.org/2014/01/fracking-no-convencionales/> (22 Junio, 2015).
8. Garaicoechea P. Francisco & Benites H. Miguel A. (1986) "Apuntes de terminación de Pozos", Facultad de Ingeniería UNAM, México.
9. Kim Watson, Mark A. Andersen, & Bob Adolph chris Stoller. (invierno 2005/2006). evaluación de formaciones durante la perforación. "Oilfield Review", Schlumberger, 17, (p.2-399).
10. Kjell Bersas, Fokko Doornbosch, Helge Fimreite. (verano 2004). Disparos Sobre el Objetivo. Oilfield Review, Schlumberger,16, (pp 30-39).
11. Manual de Procedimientos Técnico Operativos en Campo, Tomos I, II, III, IV, V, PEP; Perforación y Mantenimiento de Pozos, Sugerencia de Terminación y Reparación de Pozos.
12. Miguel Angel Alvarez Caballero, Jaime Larios Gonzales (2004), "Caracterización Estática de Yacimientos Petroleros a Partir de Análisis de Muestras de Roca", Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D. F.
13. McCain, Jr. (1990), "The Properties of Petroleum FLuids", PennWell Publish Company, Tulsa, Oklahoma.
14. Neal J. Adams (1985), "Drilling Engineering, AComplete Well Planning Approach", Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
15. O. Torsaeter & M. Abtahi (2003), "Experemimental Reservoir Engineering Laboratory Workbook", Norwegian University of science and technology.
16. Oilfield Glosary, "Pressure Gradient", Schlumberger, Recuperado el 18 de junio de 2015, de http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/TeOrms/p/pressure_gradient.aspx
17. Oilfield Review (2007), "Nuevos alcances en pruebas de pozos".
18. PDVSA (1997), "Análisis de Pruebas de Presión", Venezuela, Ciudad de Ojeda.
19. Pemex Exploración y Producción, "Resumen Ejecutivo, Área Magallanes, Campos Maduros Región Sur", Recuperado de http://contratos.pemex.com/antiores/region_sur/areas/magallanes/Documents/resumenmagallanes1.pdf (25 de junio, 2015).
20. Pemex-Gerencia de Instituto Mexicano del Petróleo, "Manual de Diseño de Tuberías de Revestimiento", 1991.

-
21. Peter Ablard, David Cook, Kevin Fielding, & George Haines. (primavera 2012). El Rol en expansión de los Registros de Lodo. Oilfield Review, Schlumberger, 24, (pp 28-48).
 22. PetroWiki, "Petrophysical Data Sources", Recuperado el 19 de junio 2015 de http://petrowiki.org/Petrophysical_data_sources#Special_core_analysis_laboratory_data
 23. Rigzone, "How does core analysis work?." Recuperado de http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=325&c_id=18 (23 Agosto, 2015).
 24. Santiago Deseusa Dante Augusto (2012). "Cálculo de Volumen Original de Hidrocarburos a Partir de Registros Geofísicos de Pozo". Tesis para obtener el título de Ingeniero Geofísico, Universidad Nacional Autónoma de México. Distrito Federal, México.
 25. Stephen Dyer, yasser El-Khazindar, Michael Huber, Ian Raw, David Reed. (primavera 2008). terminaciones inteligentes: manejo automatizado de pozos. Oilfield Review, Schlumberger, 20, (p.4-17).
 26. Subiaur Artiachi Servio Tulio; "Disparos diseño y procedimientos", PEP, Region Sur, Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Primera Edición 1995.
 27. Temaco Integral S.A. . (2016). TEMACO: Representante de las perforadoras Baurer. 10-12-2009, de Mining Press Sitio web: <http://www.miningpress.com/nota/266397>.
 28. Tony Smithson. (Otoño 2012). Cómo se mide la porosidad. Oilfield Review, Schlumberger, 20, (p.65-66).