

2ej
18

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



EXPLOTACION DE YACIMIENTOS PETROLEROS

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
MIGUEL ANGEL GUARIN AGUILAR



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

MEXICO, D.F.

1989



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

C O N T E N I D O

	PAG.
INTRODUCCION	2
OBJETIVO	4
CAPITULO I	5
1.1	5
1.2	9
1.3	11
1.4	16
1.5	19
	FIGURAS
CAPITULO II	20
2.1	20
2.2	23
2.3	25
2.4	27
2.5	30
	FIGURAS.
CAPITULO III	32
	CARACTERISTICAS DE LOS POZOS PRODUCTORES E --- INYECTORES.
3.1	32
3.2	34
3.3	36
3.4	38
	FIGURAS
CAPITULO IV	40
4.1	40
4.2	46
4.3	52
4.4	62
	FIGURAS

CAPITULO V	RECUPERACION SECUNDARIA	65
5.1	INFLUENCIA DE LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	65
5.2	INYECCION DE AGUA	69
5.3	INYECCION DE GAS	74
5.4	DESPLAZAMIENTO POR MISCIBLES	77
5.5	ANALISIS P.V.T.	82
	FIGURAS	
NOMENCLATURA		86
CONCLUSIONES		88
REFERENCIAS		89
BIBLIOGRAFIA		89

INTRODUCCION.

EL conocimiento de la cantidad de hidrocarburos almacenados en un yacimiento y - de los mecanismos de su explotación, requiere de la aplicación de varias disci-- plinas de Ciencias de la Tierra, principalmente de la Ingeniería Petrolera. Pa- ra lograr un análisis exhaustivo de la información disponible, como son regis-- tros de pozo, pruebas de presión y temperatura, núcleos cortados y datos de su- perficie, tanto geofísicos como geológicos, se requiere de estudios especializa- dos.

La explotación completa de un campo petrolero se puede dividir en varias etapas: Evaluación de las formaciones almacenadoras con él o los primeros pozos explora- torios productores, perforación y terminación de pozos, desarrollo del campo, pro- ducción, etc.

El primer paso durante la fase de la perforación exploratoria, consiste princi- palmente en una descripción del yacimiento, con el apoyo de la geología y de la información geofísica. La configuración y los parámetros del yacimiento se pre- sentan en forma de mapas de cimas, porosidad, permeabilidad y saturación de --- fluidos.

Las actividades realizadas en cada etapa tienen objetivos distintos, involucran diferentes clases de datos y requieren variadas metodologías; pero, de todas -- ellas se debe procurar extraer el mayor volumen de información. Por ejemplo, -- utilizar el análisis de núcleos, para la calibración de registros en la evalua- ción de cada pozo.

Los resultados obtenidos a partir de los planos mencionados anteriormente servi- rán de base en el desarrollo del campo. Durante esta fase es muy importante la obtención de la máxima cantidad de información de los yacimientos potenciales, - que será extraída del programa de registros, únicas mediciones tomadas en forma continua, corte de núcleos y pruebas de pozos. Partiendo de los datos aportados se puede llegar a determinar el volumen de hidrocarburos, del cual se estimarán las reservas aplicando un factor de recuperación, que se determina por análisis de núcleos, datos de saturación residual de aceite, pruebas de producción y ajus- tes con campos vecinos.

En esta fase del desarrollo del campo, se tiene disponible una cantidad numerosa de datos, que se enriquecen a medida que se van perforando nuevos pozos. Es aquí en donde se afinan los modelos construidos en la fase de evaluación previa del -- campo.

Una vez puesto en producción un pozo, está en condiciones de continuar aportando más información, en cuanto a las características dinámicas del yacimiento. Los factores que principalmente gobiernan los cambios en la producción de aceite son: la presión, el gasto, la saturación de agua y la RGA de los intervalos productivos.

La cantidad de hidrocarburos que es factible obtener de un yacimiento petrolero, depende de: Las características de las rocas, de los fluidos almacenados de la energía del yacimiento, así como de la forma de explotación.

Desde el inicio de la producción, la presión del yacimiento empieza a declinar, -- hasta un punto en que es insuficiente para elevar la columna de fluidos del fondo del pozo hasta la superficie. En la actualidad, antes de que esto suceda, se -- implantan métodos de producción artificial y posteriormente de recuperación secundaria, con lo que se logra prolongar la vida productiva del campo.

En este trabajo se ha tratado de dar una idea, por demás resumida, de los diversos aspectos que se involucran en la explotación de los yacimientos petroleros, -- desde el estudio geológico hasta un proyecto de recuperación secundaria, pasando por las diferentes etapas de su vida productora.

La explotación de los yacimientos petroleros, no consiste en extraer únicamente -- una cantidad determinada de hidrocarburos, sino, consiste en aprovechar al máximo el sistema, energía-volumen de manera racional, bajo técnicas rentables.

O B J E T I V O

Este estudio "Explotación de Yacimientos Petroleros", que incluye desde los trabajos exploratorios, hasta los de recuperación secundaria, tiene como finalidad - presentar la descripción de los conceptos generales de los cuerpos productores de hidrocarburos, para su conocimiento y posibles aspectos involucrados.

CAPITULO I

PRINCIPIOS BASICOS DE GEOLOGIA

La Geología, es una ciencia de gran complejidad, que se relaciona con todas las ciencias. Materia básica, que resulta indispensable para el aprovechamiento racional de los recursos naturales de una región. Es el conocimiento que proporciona sobre los procesos geológicos, una comprensión e interpretación del origen de estructuras geológicas, formación de los hidrocarburos, localización de los mismos, etc.

1.1 ROCAS SEDIMENTARIAS

Las rocas sedimentarias están compuestas de material que se deriva de la desintegración por intemperismo y erosión de las rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas. El material sedimentario se divide en dos cla--ses: Materia mineral disuelta, la que es precipitada por agentes inorgá--nicos u orgánicos y fragmentos sólidos. La materia mineral disuelta forma las rocas sedimentarias por precipitación y los fragmentos sólidos se acumulan para formar las rocas sedimentarias clásticas. Dichos materia--les dan origen a las rocas mediante los siguientes procesos.

a) Compactación, cuando un material sedimentario queda sepultado por la acumulación de nuevos materiales depositados, expulsando el exceso de --agua, quedando las partículas presionadas, este proceso es más eficaz en los sedimentos de partículas finas (arcilla).

b) Cementación, es un proceso por el cual la materia mineral llevada en solución por las aguas subterráneas, se deposita uniendo entre sí a los fragmentos reduciendo los espacios vacíos. Entre muchas de las sustan--cias que cementan están el carbonato de calcio, la sílice, óxido de hie--rro y yeso.

c) Recristalización, tanto los materiales detríticos, como los formados por precipitación química, quedan sometidos a las condiciones de un nue--vo ambiente con el que pueden o no estar en equilibrio, dándose reaccio--nes entre los minerales y el medio, dando origen a otros minerales.

Por ejemplo, las arcillas pueden reaccionar con los óxidos de hierro formando silicatos, a estos minerales se les llama diagenéticos.

d) Metasomatismo, consiste en el reemplazamiento de un mineral por otro de composición diferente, debido a la reacción química entre los minerales que forman la roca y el medio que lo rodea, un proceso metasomático más frecuente es la transformación de las calizas en dolomías (sustitución del Ca por el Mg).

Las rocas sedimentarias se clasifican de acuerdo al tamaño de los sedimentos con la siguiente escala de Wentworth.

Grava	{	Canto rodado	mayor que 256 mm.
		Guijarro	64 a 256 mm.
		Guija	2 a 64 mm.
		Arena	1/16 a 2 mm.
Lodo	{	Limo	1/256 a 1/16 mm.
		Arcilla	más pequeño que 1/256 mm.

O bien, pueden clasificarse de acuerdo con el agente de la depositación.

Rocas detríticas, formadas fundamentalmente por la acumulación de fragmentos de rocas y minerales preexistentes que no han sido alterados químicamente, o bien, la alteración es parcial, cementados por un material que puede ser de origen químico. Se clasifican según el tamaño de los sedimentos. Los conglomerados, son gravas depositadas en su mayor parte por agua, los medios más frecuentes son las aguas marinas superficiales y los cambios de velocidad en las corrientes. Los intersticios entre los guijarros suelen rellenarse con arena o con materiales más finos como la precipitación del sílice, carbonato de calcio y óxido de hierro -- que actúan como cementantes. Cuando la grava posee aristas angulosas, la roca formada recibe el nombre de Brecha. Las areniscas son las rocas detríticas más abundantes formadas por sedimentos de tamaño menor a 1/16 mm de diámetro, forman series estratigráficas de gran espesor, son clasi

ficadas de acuerdo a la composición mineralógica de sus granos como por el agente cementante. Las más importantes son las siguientes:

Ortoquarcitas, son formadas comunmente por granos de cuarzo y cemento en general silíceo. Las grauvacas, formadas por fragmentos de rocas pre---existentes, principalmente por feldespatos y cuarzo en pequeña cantidad su cemento es de origen arcilloso. Arcosas, están formadas por cuarzo, feldespatos y laminillas de mica, su cemento suele ser calcáreo.

Rocas arcillosas, formadas fundamentalmente por partículas de minerales arcillosos (la mica sericita y el cuarzo) cuyo tamaño es menor de 0.05 - mm de diámetro. Son capaces de absorber grandes cantidades de agua, volviéndose plásticas, siendo esta una de sus propiedades físicas, la más importante es la Lutita, está compuesta por limo y arcilla así como cantidades de cuarzo y mica considerables. Las lutitas con alto contenido de arena son llamadas arenosas. Las que estan formadas por granos de calcita del tamaño del lodo, es llamada calcilutita.

Rocas carbonatadas, son las rocas comunmente formadas por carbonatos de calcio y magnesio, precipitados de las aguas por mecanismos bioquímicos. Existen dos tipos principales: Las calizas compuestas por calcita y las dolomíticas compuestas por el mineral llamado dolomita.

Las calizas se originan de diferentes maneras. En algunas, la textura estandensa que no hay partículas visibles, en otras es granular, facilmente pueden apreciarse los minerales de calcita o dolomita. Existen calizas donde abundan partículas redondeadas llamadas oolitos, que son capas concéntricas depositadas alrededor de un núcleo.

Las calizas orgánicas, se originan mediante la acumulación de organismos invertebrados marinos o bien por la precipitación del carbonato de calcio debido a la acción de las plantas acuáticas. Las calizas orgánicas se forman debido a la precipitación del carbonato del calcio mediante la disminución de la presión o elevación de la temperatura del agua reduciendo el contenido de anhídrido carbónico. La creta es una caliza suave y porosa formada por caparzones y esqueletos de organismos microscópicos del plancton marino. La coquina, caliza formada a profundidades

no superiores a los 30 metros, por restos de corales y conchas claramente visibles. La marga, roca caliza formada por la precipitación del carbonato de calcio con cantidades de arcilla. Los travertinos son rocas formadas por la precipitación del carbonato de calcio mediante el desprendimiento del anhídrido carbónico del agua.

Rocas evaporitas, son rocas formadas por la evaporación de aguas sobre saturadas de sales disueltas, sulfatos y cloruros principalmente. Las más importantes son: La anhidrita, compuesta del mineral anhidrita, el cambio a yeso es mediante la presencia de la humedad. Sal de roca, formada principalmente por la precipitación de grandes cantidades de halita.

Rocas orgánicas, son rocas formadas por la transformación de residuos orgánicos en grandes cantidades de vegetales o animales, dando origen a los carbones minerales y a los hidrocarburos naturales. El carbón, roca sedimentaria formada por la hidratación de la celulosa mediante el proceso de carbonización y reacciones anaeróbicas en aguas estancadas.

1.2 ESTRUCTURAS GEOLOGICAS

Los movimientos de las rocas de la corteza terrestre a grande o pequeña escala, con rapidez o lentitud, producen deformaciones si estos no sobrepasan los límites de elasticidad o bien, desplazamientos por el rompimiento de las mismas, - dando origen a una variedad de estructuras geológicas:

Ondulamiento, es un ligero combamiento de las rocas debido a movimientos epigénicos (movimientos que producen levantamientos de la corteza terrestre), - los ondulamientos se presentan en rocas que contienen gruesas series de sedimentos, a esto se le atribuyen las formaciones de las montañas y la formación de extensas mesetas.

Plegamiento, el plegamiento es semejante al ondulamiento, excepto que presenta un mayor grado de deformación. Los plegamientos se deben a esfuerzos de compresión en dirección horizontal. Los pliegues son nombrados de acuerdo a su tamaño y forma. Se utilizan dos términos, rumbo y echado, para describir la geometría de las capas terrestres. Rumbo, es la dirección del eje de un pliegue, marcada por una brújula y expresada en grados. El echado de un pliegue, es el ángulo agudo formado entre la horizontal y el plano axial, medido perpendicularmente al rumbo, el plano axial, es un plano imaginario paralelo al --- rumbo y que divide al pliegue lo más simétricamente posible en dos partes.

Los pliegues más comunes son: Pliegue simétrico, cuando los limbos (flancos de un pliegue) tienen el mismo ángulo de inclinación; pliegue inclinado, es el -- que tiene un limbo doble; pliegue asimétrico, cuando los limbos tienen distintos ángulos de inclinación. En el pliegue doble, los limbos se encuentran uno sobre otro, es decir, ambos limbos tienen la misma dirección, si estos son paralelos y se inclinan en la misma dirección, se le llama plegamiento isoclinal. Pliegue recumbente, cuando los limbos están virtualmente horizontales.

Los pliegues se clasifican de la siguiente manera: Un homoclinal, consiste de capas que se inclinan en una dirección; monoclinal, es una comba semejante a - un escalón entre capas horizontales o ligeramente inclinadas. Anticlinal, es un pliegue estructural levantado hacia arriba en forma de arco; sinclinal, es un pliegue deprimido en forma de artesa. Geoanticlinal, es un arco de gran tamaño, como una cordillera montañosa. Un geosinclinal, es una gran cuenca de hundimiento, cuyos sedimentos están destinados a ser la siguiente generación - de montañas del área.

Fractura, es el rompimiento de las rocas orientada hacia la dirección de mínima resistencia, sin que exista desplazamiento alguno de sus bloques.

Falla, es una superficie de discontinuidad, es una fractura en la que se ha -- producido desplazamiento relativo de una de las partes de la roca con relación a la otra. Para distinguir un tipo de falla con otras, ha sido necesario valerse de ciertos conceptos que facilitan la tarea, por ejemplo, plano de falla, es la superficie en donde se ha producido la fractura y el deslizamiento, el cual cuenta con un rumbo y un buzamiento (es el ángulo que forma el plano con la horizontal). Los labios de falla son los dos bloques desplazados. Las fallas se clasifican de acuerdo con la disposición del plano de falla y del desplazamiento.

Falla normal, es aquella en la que el buzamiento del plano de falla se dirige hacia el bloque hundido, un caso particular lo constituyen las fallas verticales, en donde el plano de falla es vertical, este tipo de falla son resultados de un efecto de descompresión.

Falla de desgarre, también conocida con el nombre de falla en dirección y en zicalla, es la que presenta desplazamiento en sentido horizontal, sin salto de falla vertical.

Falla rotacional o en tijera, es aquella en la que uno de los bloques ha sufrido un movimiento de rotación hacia abajo, el desnivel se acentúa a medida que se aleja del eje de rotación.

Falla inversa, es aquella en que el buzamiento del plano de falla está dirigida hacia el bloque levantado, el labio superior queda superpuesto al inferior, originando una cobijadura de los estratos recientes sobre los antiguos.

1.3 DEPOSITACION

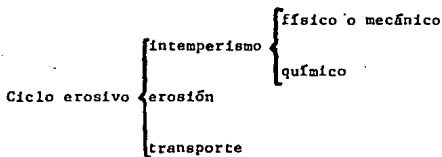
En la formación y depósito de los sedimentos, intervienen una serie de elementos geológicos que se les denomina procesos sedimentarios o ciclos sedimentarios. Estos procesos son los que actúan directamente en el resquebrajamiento, fragmentación, transporte y sedimentación de las rocas pre-existentes, así como en su posterior litificación o transformación a una roca sedimentaria.

Los procesos sedimentarios pueden dividirse en dos grupos:

Procesos del ciclo erosivo y ambientes de depósito.

1. Procesos del ciclo erosivo. Los procesos del ciclo erosivo se llevan a cabo mediante la acción de los agentes atmosféricos que destruyen la superficie terrestre, tales agentes son: las aguas marinas, la nieve, el viento y en pequeñas proporciones el hombre y los animales.

El trabajo de los agentes erosivos, consiste en destruir los accidentes topográficos de la superficie terrestre, tratando de rebajarlos hasta el nivel del mar.



Intemperismo. Es la alteración de los materiales rocosos expuestos al aire y la humedad. Comprende los procesos mediante los cuales las rocas pre-existentes son alterados y reducidos a fragmentos. Se conocen dos tipos de intemperismo: el físico y el químico.

El intemperismo físico, es la desintegración o desmenuzamiento mecánico de las rocas, expone nuevas áreas a la acción del aire y del agua. Por medio de este proceso, las rocas son alteradas y reducidas a diferentes tamaños. Los factores más importantes son los cambios de temperatura y la acción de cuña del agua.

El intemperismo químico o descomposición química, es aquel donde mediante reacciones químicas se fragmentan o transforman las rocas.

Erosión. Se define como un conjunto de procesos por medio de los cuales las rocas son disgregadas o disueltas y llevadas de un lugar a otro, es decir, es el proceso que se realiza a partir del movimiento de las partículas resultantes del intemperismo. El agente más poderoso de la erosión es el agua, mediante su acción hidráulica, de abrasión, solución y presión.

Transporte. Es el último proceso del ciclo erosivo, es el responsable de llevar el material sedimentario erosionado hacia los océanos. El material sedimentario es transportado de alguna de las siguientes maneras: solución, suspensión y tracción. Los principales agentes son el agua, el aire y el hielo.

Solución. Los productos más solubles del intemperismo entran en solución y son llevados por las aguas subterráneas o superficiales a los ríos, lagos o el mar.

Suspensión. Las partículas que no se asientan fácilmente en el fondo de un fluido, se dice que están en suspensión. Por ejemplo, el agua turbia de los ríos en las avenidas, debe su turbidez al material que acarrea. Influye el tamaño y forma de las partículas, las de tamaño de arcilla se asientan con lentitud y permanecen en suspensión durante mucho tiempo, aún en aguas tranquilas. Los granos grandes se asientan más rápidamente que los pequeños.

Tracción. Los sedimentos gruesos son movidos principalmente en el fondo, donde las partículas van saltando y rodando, se presenta cuando las partículas esféricas descansan sobre la superficie lisa del fondo, y el agua les aplica una fuerza directa que las hace rodar una sobre otra.

2. Ambientes de depósitos, es también llamado medio sedimentario, es el conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas bajo las cuales se acumulan los sedimentos. Los medios pueden clasificarse según varios criterios, puede ser una clasificación fisicoquímica; o por la naturaleza del medio de deposición como el agua, el aire y el hielo; o puede utilizarse el agente geológico principal que dio origen al depósito, como los ríos, olas, corrientes.

Medio desértico. No es estrictamente eólico, ya que tanto los ríos temporales -- como lagos pueden ser imponentes, solo durante las estaciones de sequía el material depositado está sujeto al trabajo del viento. Los factores de energía principales son: La energía cinética del viento, las corrientes temporales y la energía de evaporización de los lagos. Los sedimentos desérticos tienen una gran variabilidad, los depósitos más comunes son de tipo lenticular mostrando cambios de masiado rápidos de material fino a grueso. La estratificación cruzada eoliana es común, así como las marcas de rozamiento del agua y las grietas de desecación.

Medio Glacial. Un glaciar es simplemente un cuerpo de hielo que fluye sobre la superficie del terreno y que consta principalmente de nieve cristalizada. El depósito se efectúa corriente abajo de los glaciares, que al consolidarse son materiales sin clasificar.

Medio Fluvial. Son los depósitos que se forman en los canales de los ríos y llanuras de inundación asociados a corrientes individuales, como abanicos o en llanuras aluviales. La energía de los medios fluviales radica en la energía cinética de las corrientes, su condición limitante es el gradiente de la corriente, y las paredes del valle. Los materiales varían desde canto rodado hasta arcilla.

Medio Lacustre. Este medio tiene un amplio intervalo de condiciones, se caracteriza por profundidades, olas pequeñas y corrientes débiles. Las condiciones limitantes son: Su tamaño, su forma y la profundidad del agua. Los materiales detríticos de este medio pueden variar de gruesos a finos, conteniendo sales y gases -- disueltos que fluyen en la sedimentación.

Medio Pantanoso. Los pantanos y las ciénegas son cuerpos de agua estancada poco profunda, que se encuentran en terrenos ocupados por abundante vida vegetal. El agua de los pantanos puede ser marina, salobre o dulce. La energía es química o térmica más que mecánica. Los materiales son limo y lodo, así como sales disueltas y gases de condiciones anaeróbicas. El elemento biológico es el dominante en la sedimentación.

Medio Deltaico. Un delta es un depósito sedimentario de transición alimentado por una corriente y distribuido por olas y corrientes de lago o de mar. El medio deltaico, es un medio compuesto por varios medios, entre ellos: el fluvial, el lacustre, el eólico, el pantanoso y otros.

Los deltas son complejos depositacionales que se forman en la desembocadura de -- los ríos, la depositación de los sedimentos ocurre en condiciones submareales y su bacuosas por una combinación de los procesos marinos y fluviales, se localiza corriente abajo del serpenteo.

Medio Litoral. El ambiente litoral, es el medio de playa, que se extiende desde la región de alta marea hasta la de baja marea.

Las condiciones limitantes de este medio son: la configuración de la playa, la pendiente y el ancho. El material del medio litoral incluye partículas clásticas desde guijarros hasta lodo. La energía principalmente es mecánica. Los factores geológicos son secundarios debido a que las aguas agitadas destruyen la materia orgánica.

Medios Marinos. La subdivisión clásica de los medios marinos es: medio nerfítico o sublitoral, medio batial, medio abisal y medio hadal.

Medio Nerfítico o Sublitoral. Es una franja ancha paralela a la costa. Esta zona se extiende desde el nivel de baja marea hasta la profundidad de 180 m. Se divide en dos subzonas: La infralitoral hasta donde penetra la luz solar y la circalitoral aproximadamente de 45 a 180 m.

En la subzona infralitoral, el material es clástico producto de la energía mecánica. Sus limitantes son, aguas poco profundas y la cercanía a la playa. El factor biológico es secundario. En la subzona circalitoral, donde las profundidades se incrementan, los materiales son más finos, con menor contenido clástico, la energía es principalmente térmica. Las sales y los gases disueltos en el agua de mar, así como la penetración de la luz solar son factores que regulan la naturaleza y la distribución de los organismos. Es quizás el más importante desde el punto de vista estratigráfico, ya que aproximadamente el 80% de los sedimentos de la columna geológica fueron depositados en aguas de menos de 180 m de profundidad.

Medio Batial. El ambiente batial comprende profundidades de 180 a 4050 m. Pudiendo dividirse en dos subzonas: La epibatial de 180 a 1080 m y la mesobatial de 1080 a 4050 m.

Los sedimentos batiales son: sales, arena muy fina, lodo y sedimentos calcáreos y silíceos. El elemento biológico es importante en las contribuciones a los sedi--

mentos por los restos de organismos flotantes.

Medio Abisal y Hadal. El medio abisal comprende las profundidades mayores a los 4050 m, y el medio hadal abarca las trincheras oceánicas con profundidades mayores a los 6200 m.

La luz solar no penetra, la presión abisal sobrepasa a los 140 kg/cm^2 , la temperatura es menor a los 5 grados centígrados. Estas condiciones impiden el desarrollo de la vida.

La condición limitante es el factor profundidad. La energía mecánica está presente en un nivel mínimo. Los materiales son sales disueltas y material detrítico fino. La contribución biológica a los depósitos es importante aunque no son organismos que habiten en el fondo.

1.4 METODOS DE EXPLORACION

Debido a que los yacimientos petroleros importantes no pueden aflorar en superficie, es necesario realizar toda una serie de estudios geológicos previos que indiquen o confirmen la posibilidad de que allí pueda existir petróleo acumulado, antes de proceder a la perforación de los pozos destinados a su extracción. Esta prospección comprende tres etapas sucesivas: Geológica, geofísica y de sondeo. De las tres, la menos costosa es la primera y es de vital importancia, por lo que nunca se debe prescindir del estudio geológico previo.

a) Estudio geológico, consiste en un estudio geológico detallado a escala regional y sobre todo local, encaminado a conocer datos relativos a la constitución --estratigráfica y petrográfica del terreno, que permite deducir la existencia de --estructuras geológicas capaces de almacenar petróleo; presencia de rocas porosas y permeabilidad adecuada, intercaladas en otras impermeables; presencia de rocas generadoras; historia geológica de la región que permita prever la posibilidad --de migración del petróleo.

b) Prospección geofísica, los métodos geofísicos consisten esencialmente en la medición de constantes físicas (densidad, características magnéticas, rigidez) de las rocas del subsuelo, desde la superficie, que ilustren la forma en que están --dispuestos los materiales, para tener que confirmar las supuestas condiciones favorables deducidas del estudio geológico.

Los principales métodos utilizados son el gravimétrico, el magnético y el sísmológico.

Los dos primeros métodos, son de reconocimiento y miden características fijas de las rocas del subsuelo; el tercero mide la respuesta de los sedimentos a las ondas sísmicas producidas en la superficie, es un método de detalle y se emplea para reconocer exhaustivamente el tamaño y la forma de la cuenca sedimentaria.

Método gravimétrico, con este método se mide la densidad de los sedimentos en una cuenca sedimentaria, teniendo en cuenta la variación regional. Es condición indispensable que exista un contraste de densidades entre la correspondiente estructura y el medio encajonante, de lo contrario no podrá existir una anomalía local de la gravedad terrestre, y por lo tanto, las variaciones de la gravedad no pueden ser atribuidas a un accidente geológico del subsuelo.

Otra consideración que debe tomarse en cuenta, es la profundidad del cuerpo, ya - que si este es muy profundo, su anomalía se verá afectada por otras anomalías superficiales.

Método magnético, se mide la intensidad magnética de los sedimentos, pudiéndose - determinar la situación del basamento magnético de la cuenca y las anomalías que se pueden interpretar, las negativas producidas por espesores diferentes de los - sedimentos y las positivas por intrusiones de rocas magnéticas. El método consis te en determinar la distancia entre estaciones y líneas de observación, que depen den del objetivo del trabajo. La cantidad de puntos de observación debe ser tal que proporcione la información suficiente para definir la curva que represente la variación del campo magnético.

En trabajos de exploración petrolera se emplean distancias entre estaciones del - orden de 500 a 1500 m, dependiendo si se trata de un trabajo de detalle o de re-- conocimiento. El concepto utilizado en este método, es la susceptibilidad magné-- tica (facilidad con la que se magnetiza un cuerpo), para ello se utiliza, la brú-- jula, el inclinómetro es una brújula que se mueve en un plano vertical prevista - de un nivel, para medir el ángulo de inclinación provocados por la presencia de - cuerpos magnetizados, magnetómetros que permiten medir la intensidad del campo -- magnético, utilizando una brújula y un imán de momento conocido, colocado en una regla que le permite desplazarse.

El proceso de interpretación, consiste en determinar la presencia y distribución de materiales magnéticos, representados generalmente por rocas ígneas a partir de las anomalías magnéticas detectadas y expresadas en términos geológicos.

Método sismológico, es el más comunmente empleado para la determinación detallada de una zona de anomalías. Consiste en realizar una serie de explosiones a lo lag go de una línea recta, con el fin de conocer la estructura de las rocas y poder - obtener un corte del subsuelo. El mecanismo de realización de la línea es muy - sencillo, consiste en colocar una serie de cargas explosivas a lo largo del área que se desea conocer, separadas a una cierta distancia, y una serie de aparatos - receptores de las ondas sísmicas (geófono). Cuando se produce la explosión, esta genera ondas sísmicas que viajan a través de los diferentes estratos, al chocar - con ellos, parte de la energía sigue viajando hacia el interior de la tierra, --- mientras que la otra es reflejada hacia la superficie, donde es registrada por -- los geófonos. El tiempo que tardan en llegar las ondas a la superficie, depende

de la distancia que recorren, de esta forma se determina la distancia entre los puntos, que al integrarse se determina la estructura geológica del subsuelo.

Este método permite buenas reflexions hasta 6000 m de profundidad, y en algunas condiciones especiales, hasta de 10 000 m.

c) Sondeos mecánicos, esta etapa de la prospección petrolífera es la más costosa pero al mismo tiempo la decisiva, y no debe prescindirse nunca de ella, siempre que las anteriores hayan dado resultados favorables. Es el único medio que permite conocer las condiciones reales de subsuelo; la única forma de comprobar definitivamente si el estudio geológico o la prospección geofísica aportaron datos reales o erróneos.

1.5 APLICACION DE LOS CONCEPTOS GEOLOGICOS

Los conceptos geológicos son empleados en numerosas actividades como: Minerías, de construcción, petroleras, etc.. En la cuestión petrolera, se emplean principalmente en la evaluación de formaciones que está dirigida a identificar y caracterizar los estratos de la columna geológica y los fluidos presentes, es decir, definir los aspectos y rasgos geológicos de las capas del subsuelo, determinar sus propiedades físicas y químicas y mineralógicas, así como estimar las condiciones de saturación de hidrocarburos.

Todo en virtud de que la explotación de un campo petrolero comprende diversas etapas, en las que se requiere información geológica para un mejor desarrollo, entre los que se pueden mencionar están: La perforación, desarrollo de campos, la recuperación de los hidrocarburos.

Con un estudio geológico, en donde se definen gran número de aspectos sedimentológicos y estructurales, se pueden perforar pozos con mayor seguridad, ya que se tiene un anticipo de la litología así como de los contactos geológicos.

En la etapa de desarrollo de campos, si se tiene información de la geometría y extensión de los yacimientos, así como del tipo de estructura de almacenamiento y los patrones de distribución, la planeación para una posterior recuperación de los hidrocarburos no presentará gran dificultad.

Asimismo, en la etapa de recuperación de los hidrocarburos, se podrán seleccionar mejores técnicas si se cuenta con un modelo geológico, en el cual se defina el tipo de entrapamiento, las subdivisiones estructurales y las estratigráficas, patrones de fracturamiento, heterogeneidades, que pueden estar presentes en las rocas almacenadoras.

Aparte del concepto litológico, se puede además conocer la porosidad y permeabilidad de los materiales rocosos y el grado de saturación de los fluidos, además se puede estimar el volumen de los hidrocarburos.

Se puede determinar las presiones, los límites del yacimiento que pueden ser: Planos de fallas geológicas, pérdida de permeabilidad lateral de la roca almacenadora y el contacto de hidrocarburos con agua.

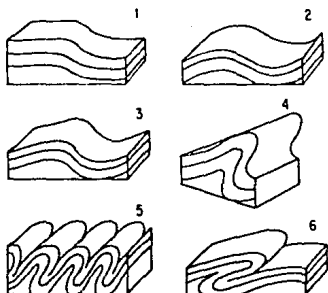


FIG. 1.- PLIEGUES. (1) MONOCLINAL, (2) ANTICLINAL Y SINCLINAL SIMÉTRICOS, (3) ANTICLINAL Y SINCLINAL ASIMÉTRICOS, (4) ANTICLINAL INCLINADO, (5) PLIEGUES ISOCLINALES, (6) PLIEGUE RECUMBENTE.

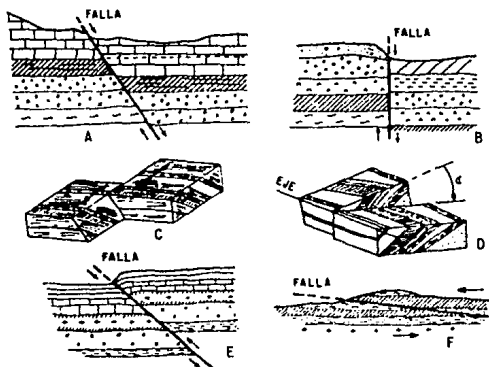


FIG. 1.2.- DIVERSOS TIPOS DE FALLA.

A- FALLA NORMAL B- FALLA VERTICAL C- FALLA DE DESGARRE
 D- FALLA ROTACIONAL E- FALLA INVERSA F- CABALGAMIENTO.

CAPITULO II

RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Las reservas son las porciones que se pueden obtener de los depósitos de hidrocarburos. El interés que se tiene en la estimación y evaluación de las reservas petroleras, estriba en la precisión de los datos geológicos, de perforación y de producción.

Las reservas de aceite, gas natural y de los condensados, son las cantidades estimadas para las cuales datos geológicos y de ingeniería demuestran, con grado de certeza razonable que se pueden recuperar de yacimientos conocidos bajo técnicas rentables.

2.1 ACUMULACION DE PETROLEO Y GAS

Las acumulaciones de petróleo y gas, por lo general se encuentran en rocas permeables y porosas, de grano relativamente grueso. Se ha comprobado que las grandes cantidades de petróleo encontrado en las rocas almacenadoras, no se han originado en las mismas a partir de materia orgánica sólida, sino, que se ha generado a partir de la acción geotérmica en el kerógeno orgánico de alto peso molecular, que normalmente se encuentra presente solo en rocas sedimentarias de grano fino. Por lo tanto, se puede concluir que el lugar de origen del aceite y del gas no es igual a los lugares donde se encuentran en condiciones económicamente explotables.

El desprendimiento de los compuestos de petróleo en los lechos generadores, y su transporte dentro y a través de los poros de las rocas generadoras, se conoce como migración primaria. Los compuestos del petróleo pueden emigrar a través de uno o más lechos portadores, con permeabilidades y porosidades similares a las rocas generadoras, hasta quedar atrapados por una barrera de baja permeabilidad o impermeable, a esto se le llama migración secundaria. Fig. 2.1.

La diferencia entre migración primaria y secundaria, no se fundamenta en distintos procesos de migración, sino, solamente en su localización en poros de diferentes tamaños y litología, y en distintos estados de distribución. Los procesos de la migración primaria, y especialmente la secundaria, originan la formación de acumulaciones de petróleo y gas.

Las acumulaciones de aceite y gas, generalmente se presentan en la parte más alta de una trampa. Esto se debe a que el aceite y el gas tienen menores densidades -- que el agua congénita y ascienden por flotación a través del espacio poroso y -- permeable a la vez.

El final de la migración secundaria, y la etapa final en la formación de los de-- pósitos de petróleo y gas, es la acumulación de estos últimos en la región más -- alta de una estructura geológica. Es necesario que el volumen poroso de la tram pa, sea de magnitud suficiente para el acomodo de cantidades de interés comercial. El petróleo o gas pueden quedar atrapados en cualquier roca de porosidad adecuada independientemente de la litología. La roca sello, debe tener presiones capilares grandes que interrumpan el paso del petróleo o gas.

Conforme los hidrocarburos abandonan los lechos generadores y pasan a rocas de ma yor porosidad, se forman glóbulos más grandes de aceite y gas. Los cuerpos más -- grandes de aceite se desplazan hacia las zonas más altas de la trampa por flota-- ción, mientras que, los más pequeños no lo hacen, debido a que existe una mayor -- resistencia al flujo.

En condiciones hidrodinámicas, no es necesario que el petróleo o gas se localicen en la parte creстал o la culminación de una trampa, la fuerza del agua en movi-- miento, tiene una dirección y magnitud que arrastra las partículas de petróleo o gas y los deposita en aquella parte en donde el flujo de fluidos es únicamente -- agua del yacimiento, que puede ser originado por un cambio de litología, por una cementación más intensa, o bien por un cambio de inclinación.

El petróleo y gas encontrados en un yacimiento, reflejan lo que se ha recolectado del área de drenado de la migración secundaria. Por ejemplo, un anticlinal enorme, en condiciones hidrostáticas, recolecta petróleo y gas que ascienden por flo-- tación, que al aglomerarse las burbujas, forman una red continua a través del sig tema poroso, el agua congénita es desplazada por los hidrocarburos hacia las partes bajas de la estructura almacenante, quedando aquella que es retenida por las fuerzas capilares, la mayor saturación de aceite o gas se tienen en la parte supe rior del yacimiento, variando de acuerdo con la profundidad.

La relación petróleo-gas, depende de la disponibilidad de los mismos durante la -- etapa de acumulación. Si existe mayor disponibilidad de gas que de petróleo en -- el área de drenado, hay una gran posibilidad de disponer de un casquete de gas, --

cuando el petróleo es el que principalmente se ha recolectado, y el gas está disuelto en aceite, se dice que está bajosaturado.

2.2 ROCAS ALMACENADORAS.

Las rocas almacenadoras, son aquellas que presentan características para la acumulación del petróleo, estas características son: Porosidad y permeabilidad. Un ejemplo más común de roca porosa y permeable, son las areniscas de diversos tipos, en las que los granos de arenas dejan intersticios comunicados entre sí, capaces de almacenar fluidos.

Tan pronto el petróleo es expelido de la roca generadora, tiende a emigrar a través de una roca permeable hasta encontrarse con un sello, formando así un yacimiento, este tipo de roca sello generalmente son rocas arcillosas o calizas densas.

Las rocas almacenadoras, son las areniscas de diferente variedad, las calizas y dolomías porosas formadas por la acumulación de restos esqueléticos de invertebrados. En algunos yacimientos, estas rocas tienen una porosidad mayor al 10% y espesores hasta de varios cientos de metros, dando origen a grandes yacimientos. Existen también depósitos de areniscas de unos cuantos metros de espesor y de gran extensión en donde el petróleo se ha acumulado, dando origen a yacimientos económicamente explotables.

En último término, cualquier roca, que aun siendo originalmente impermeable, haya sufrido un proceso que la transformó en porosa, a la cual haya emigrado el petróleo, se clasifica dentro de las rocas almacenadoras.

Para que los fluidos no sean retenidos por fuerzas capilares dentro de las rocas, los diámetros de los poros deben ser mayores a un tamaño mínimo, si el poro es demasiado pequeño, la atracción capilar de los granos retiene a los fluidos en el espacio poroso, los fluidos no podrán extraerse debido a que las permeabilidades son demasiado bajas.

La porosidad de las rocas del yacimiento o almacenadoras normalmente queda dentro del rango de 5 a 30 %. La porosidad de las rocas carbonatadas frecuentemente es menor que en las areniscas; pero la permeabilidad de estas rocas puede ser superior a las demás rocas.

La mayor parte de las acumulaciones de petróleo se encuentran en rocas clásticas

o detríticas, constituyen más del 60 % de las localizaciones, y un 30 % corresponden a los yacimientos en rocas carbonatadas. No obstante, es significativo que -- más del 40% de los llamados campos gigantes de petróleo se encuentran en rocas -- carbonatadas.

2.3. TRAMPAS

Si durante el proceso de migración del petróleo a través de rocas porosas, se encuentra con un obstáculo, generalmente la pérdida de permeabilidad, tiende a acumularse y a formar un yacimiento petrolífero, a esta zona donde se ha producido pérdida de permeabilidad, se le denomina trampa petrolífera. Las trampas son anomalías geológicas de origen tectónico o litológico, compuestas por rocas sello, que debido a su escasa permeabilidad no permiten el paso del petróleo. Los tipos roca sello son muy variados, en la mayoría de los yacimientos petrolíferos, las rocas sello, son lutitas, margas, calizas arcillosas, y las rocas evaporitas, -- las más comunes son la sal y la anhidrita.

En los comienzos de la investigación petrolífera, se consideró que las únicas estructuras almacenadoras de petróleo, eran los anticlinales, esta teoría fue desmentida debido al avance tecnológico que facilitó la investigación a través de -- métodos de exploración.

Las trampas petrolíferas se clasifican según el factor geológico que las ha generado, y pueden ser estructurales, formadas por procesos orogénicos, estratigráficas, causadas principalmente por cambios litológicos, y mixtas, generadas por la acción conjunta de fenómenos tectónicos y sedimentarios en proporciones similares sin que predomine claramente uno en particular.

Trampas estructurales, son aquellas en las que la roca almacenadora tiene una extensión indefinida, se forma por deformaciones de origen tectónico, y pueden ser de varios tipos:

- a) Trampas anticlinales.
- b) Trampas en fallas.
- c) Trampas que combinan anticlinales y fallas. Este es el caso más frecuente, -- normalmente los anticlinales debido a los esfuerzos a los que han estado sometidos, se han afallado quedando divididos en bloques, en donde el petróleo queda -- atrapado, ya sea en la cresta del anticlinal o bien a través de las fallas en don de las rocas almacenadoras están en contacto con las rocas sello, fig. 2.2.

Trampas estratigráficas, son aquellas en las que el yacimiento se forma por cambios litológicos, no tomando en cuenta los procesos orogénicos, ya que tienen poca importancia para esta clasificación, se clasifican en varios tipos:

a) Trampas en lentejones arenosos, son trampas que se forman en masas lenticulares extensas de arenas o areniscas intercaladas en rocas sumamente densas e impermeables, como se muestra en la fig. 2.3.

b) Trampas en discordancias, un tipo de trampas relativamente común, se encuentra asociado a discordancias, cuando las rocas almacenadoras plegadas y erosionadas, quedan selladas por formaciones impermeables. La trampa aparece precisamente bajo la superficie de discordancia, fig. 2.4.

c) Trampas asociadas a erupciones volcánicas, en algunos casos especiales, ciertas erupciones volcánicas, al atravesar una serie de estratos han dado origen a trampas estratigráficas, la intrusión volcánica sella las capas porosas, formando una barrera impermeable como se muestra en la fig. 2.5.

Trampas mixtas, en este tipo de trampas, el yacimiento se ha originado por la acción conjunta de fenómenos tectónicos y sedimentarios. Las trampas que más se adaptan a este tipo, son las asociadas a los domos salinos y diapiros. Estas se producen como consecuencia de la ascensión de una masa de sal debido a las diferencias de densidades entre esta roca y los materiales circundantes. La formación del domo o del diapiro trae consigo una serie de deformaciones estructurales como: Fallas, pliegues anticlinales, cabalgamiento de la sal sobre los estratos circundantes, lentejones arenoso en el techo del domo, acuñamientos de estratos, dando lugar a trampas donde se acumula el petróleo, fig. 2.6.

2.4 PRESION Y TEMPERATURA DE LOS YACIMIENTOS

La mayoría de las acumulaciones de petróleo y gas, se encuentran entre la superficie y una profundidad cercana a 6000 y 7000 m. Las condiciones físicas y químicas que prevalecen en las rocas generadoras y almacenadoras cambian con la profundidad de sepultamiento.

El aumento de la temperatura, con la profundidad, es una consecuencia de la transferencia de energía térmica desde el interior de la tierra hacia la superficie -- donde, se disipa. Se observan diferentes gradientes geotérmicos ($^{\circ}\text{C}/\text{km}$), dependiendo de la conductividad térmica global de los estratos, condiciones de flujo de calor regional y el movimiento de las aguas subterráneas. Se considera que el promedio mundial del gradiente geotérmico es de $25 (^{\circ}\text{C}/\text{km})$. Las partes estables de la corteza terrestre con rocas cristalinas, tienen menores gradientes geotérmicos que las zonas activas.

La variación de los gradientes geotérmicos en las cuencas sedimentarias, normalmente se encuentran dentro del intervalo de $15 (^{\circ}\text{C}/\text{km})$ hasta $50 (^{\circ}\text{C}/\text{km})$.

Los perfiles de temperatura, en función de la profundidad, muestran que los gradientes geotérmicos no siempre son lineales, sino que existen irregularidades originadas principalmente por las variaciones de la conductividad térmica de las distintas capas litológicas, por la proximidad a la superficie y por el flujo del agua subterránea, como ya se mencionó, fig. 2.7.

El aumento de la temperatura con la profundidad, es mayor para flujos de calores mayores y conductividades térmicas inferiores. El flujo de calor, es la cantidad de calor que fluye a través de un área unitaria en un cierto tiempo ($\text{cal}/\text{Cm. seg}$) La conductividad térmica, es una propiedad física que define la cantidad de calor que fluye en un medio específico.

Las rocas con baja conductividad térmica actúan como barreras al flujo de calor, originando un aumento de temperatura. Este fenómeno se presenta en la parte superior de los diapiros, especialmente cuando se encuentra cubierto de lutitas. Las lutitas son conductores relativamente pobres, y como consecuencia, la energía térmica no se disipa rápidamente hacia la superficie. Esto origina que los diapiros formen regiones geotérmicas en su vecindad.

Otro parámetro físico creciente con la profundidad, es la presión. Aumenta con el incremento de la sobrecarga bajo la atracción gravitacional de los sedimentos suprayacentes. La presión hidrostática normal, es aquella que se genera por los fluidos contenidos en el espacio poroso. La acción de la gravedad origina que -- los poros comunicados, se reduzcan por el efecto continuo de compactación, los -- fluidos incompresibles son expulsados quedando parte de ellos confinados a presiones grandes, esto es conocido como presión litostática.

La presión litostática (p) es generada por el efecto de sobrecarga de los materiales rocosos y de los fluidos contenidos dentro de los poros, si los últimos -- son únicamente agua, esta se encuentra con diferentes densidades, la presión litostática se calcula de la siguiente forma:

$$P = (\text{Peso de los materiales rocosos} + \text{Peso del agua}) / \text{Área}$$

El peso de los materiales se calcula con la expresión siguiente:

$$P_{\text{roca}} = (1 - \phi) h A \rho_m$$

$$\text{La del agua } P_{\text{agua}} = h \phi A \rho_w$$

sustituyendo ambas expresiones se tiene que:

$$P = (hA \rho_m (1-\phi) + hA\phi \rho_w) / A$$

Factorizando:

$$P = h (\rho_m (1 - \phi) + \phi \rho_w)$$

donde:

ρ_m = densidad promedio de los materiales rocosos.

ρ_w = densidad promedio del agua intersticial.

h = profundidad.

ϕ = porosidad.

A = área.

La presión de formación, es la presión de los fluidos que existen dentro del medio poroso aceite o gas y/o agua, es distinta a la presión litológica, es menor a ella, de lo contrario fracturaría la formación, escapándose el exceso de energía -- hacia las zonas menos presionadas.

Existen presiones anormales, que son atribuidas a la demasiada compactación de -- las rocas. Al incrementarse la temperatura dentro de las rocas, el volumen de -- los fluidos aumenta, y por ende su compresibilidad, dando origen a una presión -- anormal.

Las presiones anormales, también son originadas por la cercanía de grandes monta-- ñas, o bien por la existencia de gas a profundidades consideradas.

2.5 FLUJO DE FLUIDOS

En 1856, como resultado de estudios experimentales de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, Henry Darcy dedujo la fórmula que lleva su nombre. La ley se ha aplicado, con ciertas limitaciones, al movimiento de otros fluidos, como el aceite y el gas. La ley de Darcy, enuncia que la velocidad de un fluido en un medio poroso homogéneo, es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, esto es:

$$v = - (k/A) dp/ds$$

donde:

v es la velocidad del fluido en Cm/seg e igual a q/A, q es el gasto que fluye --- a través del área A, el gasto está dado en Cm³/seg y el área en Cm². La viscosidad del fluido se expresa en centipoises, el gradiente de presión, dp/ds expresado en atmósfera por segundo. La constante de proporcionalidad k, es la permeabilidad del medio poroso expresada en darcys D. Se dice que una roca tiene la permeabilidad de un darcy, cuando un fluido de viscosidad de un centipoise, atraviesa un medio permeable a una velocidad de 1 Cm/seg a una presión de 1 atm/seg.

El gradiente dp/ds, es la fuerza de empuje, y se debe a los gradientes de presión del fluido.

2.5.1 Clasificación de Sistemas de Flujo en el Yacimiento.

Los sistemas de flujo en el yacimiento, generalmente se clasifican de acuerdo --- con: La clase de fluido y la geometría del yacimiento. Las geometrías de flujo más comunes son la siguientes: Lineal, radial y esférica.

Los dos sistemas geométricos de mayor interés práctico son:

El flujo lineal y el flujo radial. En el flujo lineal, las líneas de flujo son paralelas y la sección transversal expuesta al flujo, es constante. En el flujo radial, las líneas de flujo son rectas y convergen en dos dimensiones a un centro común, un pozo, la sección transversal expuesta al flujo, disminuye conforme se --- aproxima el centro. Ocasionalmente, el flujo esférico es de interés, y en este, las líneas de flujo son rectas y convergen en tres dimensiones hacia un centro --- común.

La pura existencia de aceite, gas y agua en un yacimiento no es de vital importancia. Es el flujo de estos fluidos desde su lugar de origen, al pozo y a la superficie. Existen algunos factores que favorecen este movimiento, o lo retrasan: Gradiente de presión, los fluidos se desplazan de un punto de mayor presión, hacia otro de menor presión, el pozo. La acción de la gravedad, esta realiza su trabajo moviendo a los fluidos desde la parte más alta del yacimiento hacia la más baja, por sus diferentes densidades. La capilaridad, actúa reteniendo los fluidos en el espacio poroso, gran parte de ellos se adhieren a los granos de la roca, disminuyendo el flujo, hacia las zonas de menor presión.

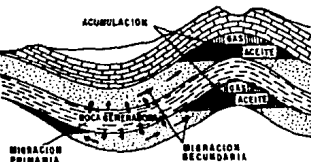


FIG. 2.1.- ACUMULACION DE ACEITE Y GAS ; REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA MIGRACION PRIMARIA Y SECUNDARIA.

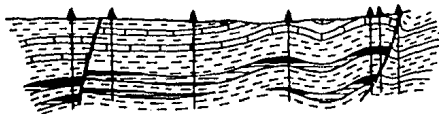


FIG. 2.2.-TRAMPAS PETROLIFERAS QUE COMBINAN ANTICLINALES Y FALLAS.

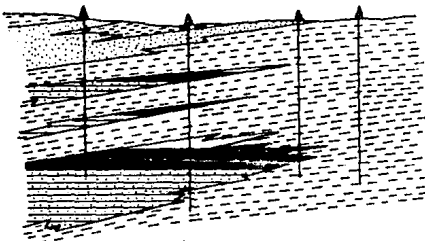


FIG. 2.3.-TRAMPA PETROLIFERA EN LENTEJONES Y ACURAMIENTOS.



FIG. 2.4.-TRAMPA PETROLIFERA FORMADA BAJO UNA DISCORDANCIA.

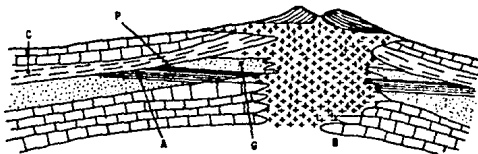


FIG. 2.5.-TIPO ESPECIAL DE YACIMIENTO PETROLIFERO, ASOCIADO A UNA ERUPCION VOLCANICA.

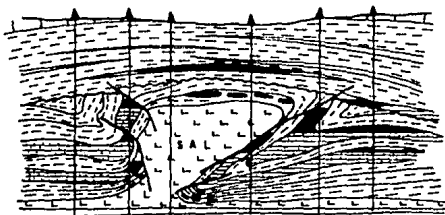


FIG. 2.6.- TRAMPA PETROLIFERA MIXTA EN UN DIAPIRO SALINO.

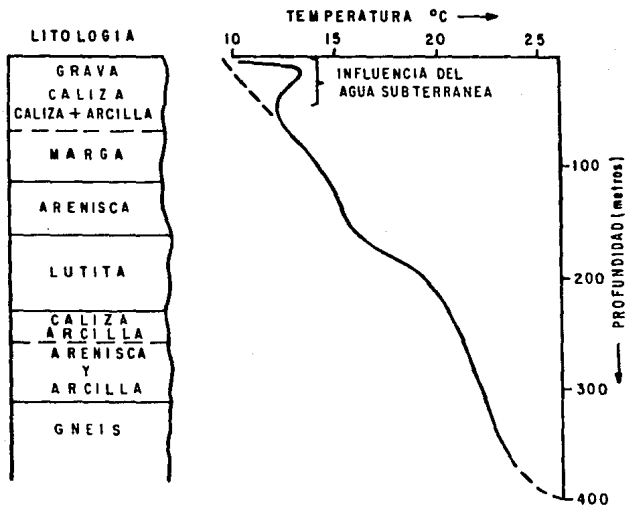


FIG. 2.7.- PERFIL DE TEMPERATURA SUBSUPERFICIAL.

CAPITULO III

CARACTERISTICAS DE LOS POZOS PRODUCTORES E INYECTORES

La extracción de los fluidos de un yacimiento, se lleva a cabo mediante pozos de desarrollo durante la vida primaria y secundaria del mismo, al terminar la primera etapa, es necesario adicionar energía al yacimiento a través de pozos inyectoros. Las características de los pozos productores e inyectoros como: Presión, - producción de agua, de gas y gasto de inyección respectivamente, deben ser vigiladas constantemente ya que de ellas depende en gran medida, que la recuperación de los hidrocarburos sea lo más alto posible.

3.1 CONTACTOS AGUA-ACEITE, GAS-ACEITE

El contacto agua-aceite, se define como la profundidad más alta dentro del yacimiento a la cual existe una saturación de agua del 100%; otra definición es, la - profundidad en donde únicamente se produce agua.

De manera similar se define el contacto gas-aceite, como la mínima profundidad en el yacimiento en la que se tiene una saturación de aceite del 100%.

Existen diferentes métodos para determinar los contactos agua-aceite y gas-aceite inicial de un yacimiento. Algunos de ellos son más de carácter cualitativo que - cuantitativo, ya que los investigadores rara vez intentan distinguir con exactitud el nivel dentro del yacimiento en donde la producción de agua es del 100%. Una declaración similar se lleva a cabo para evaluar el contacto gas-aceite.

Un método consiste en emplear un empacador y un muestrero con una o dos perforaciones para obtener muestras de los fluidos del yacimiento en un pequeño intervalo. La operación se repite tomando una serie de muestras, tantas como sea posible para determinar tales contactos, al mismo tiempo se registra la profundidad de cada una de ellas. Este procedimiento se lleva a cabo durante la perforación, antes de colocar la tubería de revestimiento. La interpretación de estos datos es complicada ya que el filtrado de lodo afecta a las pequeñas muestras.

Los registros geofísicos (eléctricos, radioactivos, etc.), es otro método confiable para la determinación de los contactos debido a que proporcionan la distribución de los fluidos dentro del yacimiento.

El análisis de núcleos durante la perforación, ayuda a encontrar los niveles de los contactos, para ello se debe tener en cuenta algunas consideraciones, recordar que la saturación de los fluidos del yacimiento obtenida de los núcleos, no es una saturación real.

El núcleo al ser cortado a la temperatura y presión del yacimiento contiene filtrado de lodo, agua connata y aceite o gas residual. Al ser llevado a la superficie, adquiere otras condiciones, el gas disuelto en el aceite es liberado conforme se reduce la presión, por la expansión del filtrado de lodo, del aceite y posiblemente del agua connata, aun así, es posible determinar dichos contactos. Un núcleo tomado en la zona de aceite, contiene pequeñas cantidades de aceite, de gas, más grandes cantidades de agua del filtrado de lodo y connata. De igual forma, un núcleo de la zona de gas, posee gas y agua en gran proporción, mientras que uno recuperado de la zona de agua, está saturado de 100% de este último fluido.

Los datos de saturación son pequeños para uso cuantitativo, sin embargo, los cambios de saturación de una zona a otra proporcionan un medio para evaluar los niveles de los contactos.

Los datos del análisis de los núcleos para determinar los contactos, pueden verse en la fig. 3.1, aunque tienen baja saturación de agua, es fácil determinar el contacto agua-aceite, este se encuentra a una profundidad de 4849 pies, mientras que el contacto gas-aceite se localiza a 4829 pies. La baja saturación de agua en los núcleos, ha sido causada por intemperismo al que han estado sometidos, además el sellado no se llevó a cabo lo más pronto posible, evaporándose así gran parte de ella.

3.2 POZOS PRODUCTORES DE ACEITE

Las principales características de los pozos productores de aceite son: La presión, la relación gas-aceite y la producción de agua. Cada uno de estos tres mecanismos, ya sea al disminuir los valores o bien al incrementarse, causan problemas a los pozos.

La energía por empuje de gas disuelto en un yacimiento, controla el tiempo de flujo de un pozo. En un yacimiento con empuje de casquete de gas, con el tiempo el gas alcanza el intervalo disparado resultando un incremento de la relación gas-aceite. De igual forma, uno con desplazamiento por agua, al surgir esta en el pozo productor, se incrementa el porcentaje de agua hasta alcanzar el límite económico, primero los pozos terminados en la parte baja de la estructura, en seguida el resto del yacimiento.

3.2.1 Producción de Aceite. Al disminuir la presión en la T.P., lo recomendable es ajustar el diámetro del estrangulador para que se mantenga, además para que el pozo continúe produciendo los fluidos deseados por más tiempo. Si la presión disminuye considerablemente, la producción lo hace de igual forma, el pozo empieza a producir por efecto de cabeceo, este último problema a la larga, hace que el flujo cese totalmente. En algunos casos puede producirse por sondeo, sin embargo esto es muy costoso resultando antieconómico. Este problema puede ser resuelto terminando el pozo en la parte alta del yacimiento o bien instalando un equipo de producción artificial.

La fig. 3.2, muestra una sección transversal de un pozo fluyente productor de aceite. En un punto alejado del pozo, la presión está arriba de 3000 lb/pg^2 , al ir viajando los fluidos, la presión disminuye, siendo esta de 1900 lb/pg^2 en el fondo del pozo, mientras que en la cabeza es de 600 lb/pg^2 . La reducción de la presión desde el fondo a la cabeza, es causada por el peso de la columna de fluidos y por la fricción de estos con la tubería.

En una formación uniforme, la caída de presión a un radio de 15 pies del pozo es aproximadamente la mitad del total que se localiza a 500 pies. Por ejemplo, en la zona terminada, el espacio de flujo se restringe, los fluidos fluyen con más rapidez, chocando las partículas unas con otras y con los granos de la roca reduciendo así su energía y por ende la del yacimiento.

Si las características de la roca del yacimiento y la saturación de los fluidos son uniformes, la presión también lo es. Si se tiene una presión alta en la cabeza del pozo, significa que la presión del yacimiento es lo suficientemente grande que contrarresta con facilidad las pérdidas de presión por fricción y por el peso de la columna de fluidos.

3.2.2 Producción de gas. El tipo de mecanismo de desplazamiento tiene acción -- directa en la presión de fondo de un pozo. Tal es el caso de un yacimiento con empuje de gas disuelto, la presión declina conforme continúa la producción. En un pozo productor de aceite, de un yacimiento con empuje de gas libre, terminado cerca del casquete de gas, es invadido debido a la expansión del gas, produciendo se gas libre. La columna de líquidos se aligera, la presión en la tubería es -- alta al igual que en el fondo donde se mantiene constante por la expansión del casquete. La relación gas-aceite se incrementa. Esta es una característica que debe ser vigilada constantemente en un pozo productor de aceite, fig. 3.3.

3.2.3 Producción de agua. En el caso de un yacimiento con empuje por entrada de agua, la producción de agua, hace que los fluidos dentro de la tubería se vuelvan pesados, reduciendo al máximo la presión, al grado de que se llegue a necesitar -- un método de producción artificial, aunque la presión del yacimiento mantenga un alto nivel.

En un pozo con penetración parcial, la conificación de agua se hace presente, esto ocurre tanto en pozos productores de gas como de aceite. La producción de --- aceite se reduce al incrementarse el porcentaje de agua.

3.3 POZOS PRODUCTORES DE GAS

Los pozos productores de gas son aquellos que producen gas libre de los depósitos que pueden ser de gas asociados o no asociado. Literalmente, un pozo de gas, es aquel que no produce aceite, sin embargo, algunos pozos de aceite que producen -- con alta relación gas-aceite, son clasificados por propósitos comerciales como -- pozos de gas.

La producción de gas libre asociado, disminuye la recuperación por efecto de reducción de su volumen y su energía, al mismo tiempo permite el flujo de aceite -- hacia los poros desalojados por el gas. El aceite es atrapado por los poros secos que evitan su movimiento, mucho de este aceite no puede ser recuperado por -- métodos conocidos, siendo esto una pérdida considerable.

Como los pozos de aceite, las principales características de los pozos productores de gas son: La presión, la producción de condensados y la producción de agua

3.3.1 La presión del yacimiento. Es un factor que indica la habilidad que tiene un pozo para producir, si esta disminuye, la producción se reduce. Algunas veces el gas producido requiere ser auxiliado por un sistema de compresión en la superficie para que llegue a su destino.

Existen varias razones por lo que la presión de fondo, decae. Para un ritmo de producción dado, la presión declina mucho más rápido en yacimientos pequeños que en un grande, similar a un yacimiento de aceite. En un yacimiento con entrada de agua, la presión en la zona de gas se mantiene constante por efecto de expansión del agua, produciéndose grandes gastos de gas.

La caída de presión en el fondo del pozo, algunas veces es causada por la baja -- permeabilidad de todo el yacimiento, o bien por la pérdida de esta en la vecindad del pozo. Este problema resulta de daños causados durante la perforación, terminación u operaciones de producción. La condensación del agua debido a la reducción de presión y temperatura cerca del pozo, reduce la permeabilidad por efecto de inchazón de las arcillas. Para corregir el problema, se requiere efectuar una limpieza en la vecindades del pozo con ácido, un fracturamiento o redisparar el intervalo.

3.3.2 Producción de condensado. Como en los pozos de aceite, en los pozos de gas, la presión del yacimiento determina la capacidad productiva del mismo, en la producción de condensado, al producirse el gas, la presión disminuye. En el flujo de gas hacia el pozo, muchos componentes se pierden por condensación retrógrada. La producción de gas y condensado es acompañada por una reducción de líquidos conforme declina la presión del yacimiento, aumentando la relación gas-aceite. En algunos casos la reducción de la presión y de la producción, resulta de problemas mecánicos. La acumulación del agua condensada o hidrocarburos líquidos alrededor del pozo, provoca reducción en la permeabilidad al gas, con lo cual se reduce el flujo, si se sigue produciendo bajo este régimen, al final, el volumen remanente de hidrocarburos es alto.

3.3.3 La producción de agua en los pozos de gas, genera reducción en la permeabilidad, como resultado de la acumulación del agua condensada o bien por su entrada natural al yacimiento de gas no asociado.

La proximidad del contacto gas-agua al intervalo disparado, influye en el gasto óptimo de producción, a gastos altos de producción, el agua no tardaría en surgir, manifestándose la conificación de agua, esto no solo desperdicia la energía del yacimiento, sino también, se reduce la permeabilidad relativa al gas y la presión en la cabeza del pozo.

Al irse incrementando la producción de agua, llega un momento en que desaparece la producción de gas, lo más factible es taponar la parte baja de la formación productora y disparar la parte más alta de la misma para restablecer la producción.

3.4 POZOS INYECTORES

En un proyecto de recuperación secundaria, es de vital importancia considerar la disposición de los pozos inyectoros, ya que por medio de ellos se proporcionará la energía al yacimiento para producir los fluidos deseados, para un proceso de inyección de agua o de gas.

La terminación de los pozos inyectoros involucra los siguientes aspectos: Terminación inicial y selección del intervalo de inyección. En la terminación inicial existen dos posibilidades: Perforar nuevos pozos exclusivamente inyectoros, o -- bien, convertir los productores a inyectoros.

Si se perforan nuevos pozos, debe considerarse el volumen de inyección dentro del programa de revestimiento, la formación debe ser nucleada continuamente y al finalizar, estimular para maximizar la inyección.

Si se convierten los pozos productores, estos deben ser probados, llenándose con el fluido de inyección y sometidos a altas presiones, si soporta, la inyección puede hacerse por la T.R., en caso contrario, se debe colocar un aparejo de inyección empacado justamente arriba del intervalo de inyección. En caso de que la zapata se localice arriba del yacimiento, la formación debe ser atravesada, cementar una T.R. corta y verificar su cementación para garantizar una buena inyección. Una vez disparado el intervalo, se procede a inyectar un bache de ácido o solvente limpiador que cubra las vecindades del pozo.

Las zonas ladronas pueden ser detectadas usando un medidor de flujo continuo (MFC) o un trazador radioactivo. El primer caso se aplica a pozos ademados y el segundo a pozos terminados en agujero descubierto. El MFC, es una herramienta que se utiliza para medir la velocidad del fluido dentro de la tubería, se corre a una velocidad constante y en sentido contrario al flujo, la velocidad del fluido respecto al MFC, se registra continuamente contra la profundidad.

Existen dos métodos radioactivos: El primero consiste en inyectar un bache de agua con un trazador radioactivo por el aparejo de inyección, mientras que por el espacio anular se inyecta agua limpia, de tal manera que la interfase sea colocada en la parte superior del yacimiento y se baja un detector de rayos gamma. Por bombeo simultáneo, los dos fluidos se inyectan a la formación, el flujo de agua limpia se incrementa lentamente haciendo descender la interfase, la posición del

trazador es determinada por la herramienta. Conociendo los gastos de inyección y la posición de la interfase, se determina el perfil de inyectividad. En el segundo método, se coloca el bache radioactivo en la formación, se baja el detector de rayos gamma y se pasa a través del bache tantas veces sea necesario anotando la profundidad y el tiempo correspondiente, con estos datos se determina la velocidad, conociendo el diámetro del agujero. La velocidad puede convertirse a gasto.

Para pozos de inyección de gas, el tipo de inyección (en el casquete de gas o en la zona de aceite) influye directamente en la determinación del intervalo. Cuando la terminación se lleva a cabo en el casquete de gas, el intervalo productor de aceite debe ser obturado y en seguida, disparar a la profundidad del casquete. En el segundo caso, no es necesario el cambio de intervalo, a menos que se requiera eliminar alguna zona de alta permeabilidad, utilizando tapones de cemento o empacadores.

La inyección puede efectuarse por la T.R. o a través de un aparejo de inyección anclado justamente arriba del intervalo disparado.

Cuando la inyección se realiza simultáneamente a varios yacimientos en un mismo pozo, es necesario una terminación múltiple. Se recomienda para la conversión no seleccionar un pozo que haya producido grandes cantidades de agua, ya que indica la proximidad del acuífero, por lo tanto, resultaría ineficaz la inyección de gas.

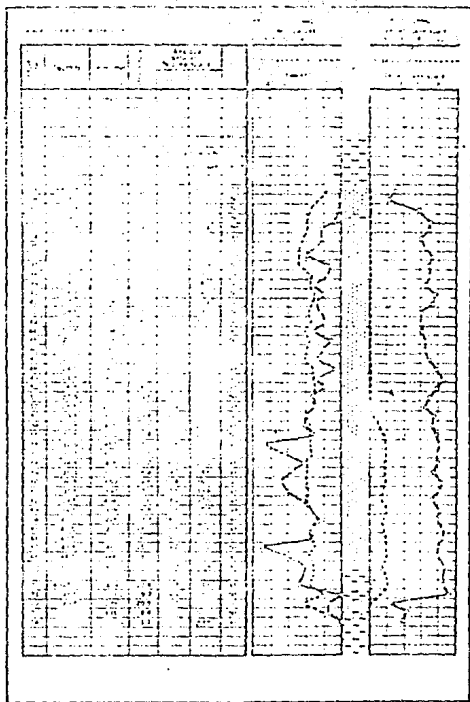


Fig. 3.1 resorte del análisis de
 address.

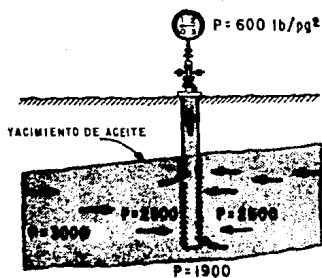


FIG. 3.2.-CONDICIONES DE PRESION ALREDEDOR DE UN POZO FLUYENTE.

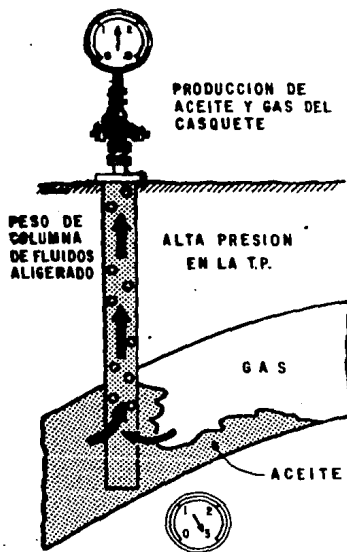


FIG. 3.3.-EFECTOS DE LA PRODUCCION DE GAS.

CAPITULO IV

RECUPERACION PRIMARIA

La recuperación primaria, es la suma de los volúmenes de hidrocarburos obtenidos mediante la energía propia del yacimiento, más el volumen recuperado a través de algún o algunos de los métodos de producción artificial.

4.1 COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS

El desplazamiento de fluidos dentro del yacimiento, es debido a la expansión de los elementos que lo forman (roca, fluidos). Para yacimientos bajosaturados, el desplazamiento se consideró únicamente a la expansión del aceite, no se considera la expansión del agua intersticial y los sólidos, la ecuación de balance de materia se concreta a la forma siguiente:

$$N_p B_o = N (B_o - B_{oi}) \quad \dots (4.1)$$

M.E. Haukins desarrolla una ecuación para yacimientos bajosaturados, resultando de la siguiente manera:

$$N B_{oi} C_e \Delta 'P = N_p B_o + W_p B_w - W_e \quad \dots (4.2)$$

La ecuación anterior puede expresarse de la siguiente forma:

$$N B_{oi} C_e \Delta 'P + W_e = N_p B_o + W_p B_w \quad \dots (4.3)$$

donde:

$N B_{oi} C_e \Delta 'P$ es la expansión del sistema a c.y.

W_e es la entrada de agua al yacimiento.

$N_p B_o + W_p B_w$ es el volumen de fluidos desplazados a c.y.

4.1.1 "Obtención de la ecuación de balance de materia para yacimientos bajosaturados".

La producción de fluidos del yacimiento, al reducirse la presión, se debe a la expansión del sistema, siendo este compuesto por: Aceite, agua y sólidos, más un

volumen de entrada de agua.

$$E_o + E_w + E_s + W_e = \text{fluidos producidos} = V_{fd} \quad \dots(4.4)$$

V_{fd} = Volumen de fluidos desplazados a c.y.

La expansión de los fluidos del yacimiento se obtiene de la siguiente manera:

$$E_f = V_f C_f \Delta P \quad \dots(4.5)$$

$$V_f = V_{pi} S_f \quad \dots(4.6)$$

Para el aceite y el agua, las ecuaciones (4.5) y (4.6) quedan de la siguiente forma:

$$E_o = V_o C_o \Delta P \quad \dots(4.7)$$

$$V_o = V_{pi} S_o \quad \dots(4.8)$$

Sustituyendo (4.8) en (4.7)

$$E_o = V_{pi} S_o C_o \Delta P \quad \dots(4.9)$$

Para el agua:

$$E_w = V_{pi} S_w C_w \Delta P \quad \dots(4.10)$$

Para los sólidos:

$$E_s = V_{pi} C_f \Delta P \quad \dots(4.11)$$

$$V_{pi} = V_{oi}/S_{oi} = N B_{oi}/(1-S_w) \quad \dots(4.12)$$

Sustituyendo (4.12) en (4.9), (4.10) y (4.11) y en (4.4) y factorizando se obtiene:

$$V_{fd} = \frac{N B_{oi}}{(1 - S_w)} (S_o C_o + S_w C_w + C_f) \Delta P + W_e \quad \dots(4.13)$$

El volumen de fluidos producidos V_{fp} , es igual a V_{fd} .

$$V_{fp} = N_p B_o + W_p B_w \quad \dots(4.14)$$

igualando las ecuaciones (4.13) y (4.14), la ecuación final queda de la siguiente forma:

$$NBoi \frac{(SoCo + SwCw + Cf)}{(1 - Sw)} \Delta 'P + We = NpBo + WpBw \quad \dots (4.15)$$

donde $\frac{SoCo + SwCw + Cf}{(1 - Sw)} = Ce.$

Ce, es la compresibilidad efectiva de los fluidos.

$$NBoi Ce \Delta 'P + We = NpBo + WpBw \quad \dots (4.16)$$

Arreglando la ecuación (4.16) de la siguiente manera:

$$\frac{NBoi Ce \Delta 'P}{NpBo} + \frac{We - WpBw}{NpBo} = 1 \quad \dots (4.17)$$

El primer sumando es la fracción del volumen de aceite producido por la expansión del sistema, mientras que el segundo representa la fracción del aceite producido por la entrada neta de agua al yacimiento.

Separando términos en la ecuación (4.16), se puede obtener simultáneamente el volumen original de aceite a c.s. N, y la entrada de agua al yacimiento We.

$$N = \frac{NpBo + WpBw}{BoiCe \Delta 'P} - \frac{We}{BoiCe \Delta 'P} \quad \dots (4.18)$$

Haciendo:

$$\frac{NpBo + WpBw}{BoiCe \Delta 'P} = N' \quad \dots (4.19)$$

Sustituyendo N' en la ecuación (4.18) y despejándola se tiene:

$$N' = N - \frac{We}{BoiCe \Delta 'P} \quad \dots (4.20)$$

El valor de N se obtiene gráficamente con valores experimentales de campo, cuyos ejes son N' y Np, fig. 4.1, extrapolando hasta el valor de Np = 0.

We se obtiene despejándola de la ecuación (4.20):

$$W_e = (N' - N) \cdot B_o i C_e \Delta P \dots (4.21)$$

4.1.2 "Obtención de la ecuación de balance de materia para yacimientos saturados"

La ecuación se obtiene a partir de un análisis volumétrico como el que se muestra en la fig. 4.2.

Igualando los volúmenes a c.y., se obtiene la siguiente ecuación:

$$NBoi + mNBoi = (N - N_p) Bo + W_e - W_{pBw} + \text{gas libre residual total} \dots (4.22)$$

La ecuación de balance de materia para el gas a C.S., es:

Volumen de gas libre inicial del casquete	+ Volumen de gas disuelto inicial	=	Volumen de gas libre residual residual	+ Volumen de gas disuelto + producido
---	---	---	--	---

es decir:

$$\frac{mNBoi}{Bg_i} + NR_{si} = \frac{\text{Vol. de gas libre residual total}}{Bg_i} + (N-N_p)R_s + N_p R_p \dots (4.23)$$

De la ecuación (4.22) se despeja el gas libre total.

$$\text{Gas libre total a c.y.} = mNBoi + NBoi - (N-N_p)Bo - (W_e - W_{pBw}) \dots (4.24)$$

Sustituyendo (4.24) en (4.23)

$$\frac{mNBoi}{Bg_i} + NR_{si} = \frac{mNBoi + NBoi - (N-N_p)Bo - (W_e - W_{pBw})}{Bg_i} + (N-N_p)R_s + N_p R_p \dots (4.25)$$

multiplicando (4.25) por Bg,

$$mNBoi \frac{Bg}{Bgi} + NRsiBg = mNBoi + NBoi - (N-Np)Bo - (We-WpBw) + (N-Np)RsBg + NpRpBg \quad \dots (4.26)$$

Ordenando y factorizando N y Np,

$$N(mBoi \frac{Bg}{Bgi} + RsiBg - mBoi - Boi + Bo - RsBg) = Np(Bo - RsBg + RpBg) - (We - WpBw) \quad \dots (4.27)$$

Bt es el factor de volumen de las dos fases.

$$Bt = Bo + Bg (Rsi - Rs) \quad \dots (4.28)$$

$$Bti = Boi \quad \dots (4.29)$$

Sustituyendo (4.28) y (4.29) en (4.27) y factorizando nuevamente, se obtiene:

$$mNBti \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) + N(Bt - Bti) + We = Np(Bo + Bg(Rp - Rs)) + WpBw \quad \dots (4.30)$$

Dentro de la ecuación (4.30), existen tres incógnitas, estas son: N, We y m, por ello es necesario conocer dos de ellas mediante otros métodos para poder aplicarla.

Se pueda determinar simultáneamente N y We, esto se logra separando términos de la ecuación.

$$N = \frac{Np(Bo + Bg(Rp - Rs)) + WpBw}{(Bt - Bti) + mBti \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right)} - \frac{We}{(Bt - Bti) + mBti \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right)} \quad \dots (4.31)$$

donde:

$$N' = \frac{Np(Bo + Bg(Rp - Rs)) + WpBw}{(Bt - Bti) + mBti \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right)} \quad \dots (4.32)$$

Sustituyendo (4.32) en (4.31) y despejando N',

$$N' = N + \frac{We}{(Bt - Bti) + mBti \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right)} \quad \dots (4.33)$$

Graficando los valores de N' contra N_p , se conoce el valor de N extrapolando hasta $N_p = 0$, fig. 4.1.

La entrada de agua, se obtiene despejándola una vez obtenida N , de la ecuación -- (4.33).

$$W_e = (N' - N) (B_t - B_{ti} + m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)) \quad \dots (4.34)$$

Arreglando la ecuación (4.30) de la siguiente forma, se obtiene la fracción de -- los hidrocarburos producidos por la expansión del casquete de gas, por la expansión del aceite y por la entrada neta de agua, respectivamente.

$$\frac{m N B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{N_p (B_o + B_g (R_p - R_s))} + \frac{N (B_t - B_{ti})}{N_p (B_o + B_g (R_p - R_s))} + \frac{W_e - W_p B_w}{N_p (B_o + B_g (R_p - R_s))} = 1$$

En la predicción del comportamiento de un yacimiento, no solo se usa la ecuación de balance de materia, es necesario auxiliarse de las siguientes expresiones:

1. Ecuación de la relación gas-aceite instantánea.
2. Ecuación de la saturación de aceite en yacimientos que producen por empuje de gas liberado.
3. Ecuación de la recuperación de aceite.
4. Gráfica de la relación de permeabilidades relativas al gas y aceite contra la saturación, ya sea de líquido o aceite.
5. Ecuación de la variación del índice de productividad.
6. Ecuación general de saturación de aceite.

4.2 VIDA NATURAL DE LOS POZOS

Para comprender el comportamiento de pozos fluentes, es necesario reconocer que existe un conjunto de condiciones que afectan el flujo de mezclas gas-líquido, -- desde la formación al pozo, la tubería vertical y estrangulador. Al primero se le designa comportamiento de afluencia, al segundo se le conoce como flujo vertical y al tercero como estrangulamiento.

Conocer el comportamiento de afluencia al pozo es indispensable en la explotación de pozos petroleros, para obtener la utilidad máxima bajo cualquier juego de condiciones impuestas.

Para determinar la afluencia a un pozo en cualquier etapa de su vida productiva es necesario:

1. La medición del gasto de afluencia al pozo, para cada una de las presiones, -- tomando como referencia el punto medio del intervalo productor.
2. La medición de la presión estática al punto medio del intervalo productor.

Si la presión media del yacimiento \bar{P} , y la presión de fondo fluyendo se encuentran por arriba de la presión de burbujeo P_b , la relación entre el gasto de producción q y la diferencial de presión $\bar{P} - P_{wf}$ es lineal. Este comportamiento es llamado Índice de Productividad IP o J, fig. 4.3

$$J = q / (\bar{P} - P_{wf}) \quad \text{bl/dfa/lb/pg}^2 \quad \dots(4.35)$$

En un momento particular de la vida del yacimiento, \bar{P} tiene un valor específico, por lo que si J es constante, al graficar P_{wf} contra q se obtiene una línea recta fig. 4.3. El ángulo θ que forma esta línea con el eje de presión es tal que:

$$\tan \theta = \frac{OB}{OA} = J$$

El valor de q cuando la presión es cero, es el máximo y se conoce como potencial del pozo, o sea, $q = J \times \bar{P}$, y corresponde al punto B en la fig. 4.3.

A medida que avanza la explotación del yacimiento su presión media se abate, por lo que al alcanzar la presión de saturación la relación entre el gasto de producción y la diferencial de presión ya no es una línea recta, sino una curva, fig. - 4.4. La curva es tal que el valor de J disminuye al aumentar los valores de la - diferencial de presión o del gasto. Para diferenciarlo del índice de productividad lineal, Gilbert* lo llamó "Relación de Comportamiento de Afluencia o IPR".

Considerando una masa de aceite moviéndose hacia el pozo, su presión disminuye a medida que se acerca a este, permitiendo la liberación de gas. De esta manera, - la saturación de gas libre en la vecindad del pozo aumenta, incrementándose la -- permeabilidad relativa al gas. Conforme mayor sea el abatimiento de presión, el efecto es más pronunciado, por lo que es de esperarse que el índice de productivi- dad disminuya, incrementándose la relación gas-aceite.

4.2.1 IPR de un yacimiento con empuje por gas disuelto.

Vogel* desarrolló una ecuación empírica para determinar el IPR, cuando la presión media del yacimiento es menor a la presión de saturación y produce por gas disuel- to liberado. Esta ecuación es:

$$\frac{q}{q_{\text{máx}}} = 1 - 0.2 (P_{wf}/\bar{P}) - 0.8 (P_{wf}/\bar{P})^2 \quad \dots(4.36)$$

donde:

- q = Producción de líquido a la condiciones dadas, bl/día
- q_{máx} = Potencial del pozo, bl/día.
- P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, lb/pg²
- \bar{P} = Presión media del yacimiento, lb/pg²

En esta ecuación Vogel no considera el daño ni el mejoramiento del pozo, conside- ra una eficiencia de flujo igual a uno, fig. 4.5.

Standing* retoma la ecuación de Vogel y la expresa de la siguiente manera:

$$\frac{q}{q_{\text{máx}}} = (1 - P_{wf} / \bar{P}) (1 + 0.8 P_{wf} / \bar{P}) \quad \dots(4.37)$$

* Ver referencias al final del trabajo.

despeja q de la ecuación (4.35) y la sustituye en la ecuación (4.37), quedando de la siguiente manera:

$$\frac{J (P_B - P_{wf})}{q_{máx}} = (1 - P_{wf} / \bar{P}) (1 + 0.8 P_{wf} / \bar{P}) \quad \dots(4.38)$$

de la ecuación (4.38) despeja J , resultando:

$$J = q_{máx} / \bar{P} (1 + 0.8 P_{wf} / \bar{P}) \quad \dots(4.39)$$

Sea J' el valor inicial de J , al tender la presión de fondo fluyendo al valor de la presión media, la ecuación (4.39) queda

$$J' = (1.8 q_{máx}) / \bar{P} \quad \dots(4.40)$$

dividiendo la ecuación (4.40) entre (4.39)

$$\frac{J'}{J} = \frac{1.8 q_{máx}}{\bar{P}} \frac{\bar{P}}{q_{máx} (1 + 0.8 P_{wf} / \bar{P})}$$

despejando J'

$$J' = 1.8 J / (1 + 0.8 P_{wf} / \bar{P}) \quad \dots(4.41)$$

permite calcular J' a partir de un valor medido de J , también J' se puede calcular con la ecuación de flujo radial:

$$J' = \frac{0.00708 k_o h}{B_o \mu_o} (L_n (r_e / r_w) - 3/4) \quad \dots(4.42)$$

4.2.2 Flujo vertical

Conociendo el diámetro de la tubería de la producción, un gasto y una relación --

gas-líquido dados, se puede determinar cuanta presión es necesaria para bombear - el gasto deseado en flujo vertical, desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Para el análisis del flujo vertical, Gilbert desarrolló un juego de curvas de -- gradiente generalizadas para diferentes gastos de producción, diámetros de tubería de producción y relación gas-líquido R. Estas curvas de gradiente empíricas dan un error no mayor al 15%. Los parámetros que midió en un número grande de pozos fluyentes fueron:

Profundidad de la tubería de producción, pies.

Presión de fondo fluyendo, lb/pg^2

Presión en la cabeza del pozo, lb/pg^2 .

Relación gas-líquido, pie^3/bl .

Producción total de líquidos, $\text{bl}/\text{día}$.

Diámetro de la tubería, pg .

Consideró que la presión de fondo fluyendo depende de las cinco variables restantes. Grafica la presión de fondo fluyendo en función de la profundidad y obtiene un resultado como el ilustrado en la fig. 4.6, cada una de las curvas corresponde a diferentes presiones en la cabeza del pozo, siendo estas los puntos A, B, C y D. Cada una de estas curvas representa la distribución de presión a lo largo de toda la tubería de producción a un gasto, una relación gas-líquido y un diámetro de -- tubería dados.

Gilbert determinó que todo el juego de curvas encontrado, corresponden a una sola curva, esto a través de trazar rectas paralelas al eje de las profundidades hasta intersectarse con la curva "a" y sobreponiéndolas, se ve que coinciden con una - parte de la curva "a". Para todas se hace lo mismo, obteniendo la figura 4.7.

Para utilizar las curvas de gradiente, existen dos métodos: El primero consiste en calcular la presión de fondo fluyendo para distintos gastos, manteniendo constante la presión en la boca del pozo. En el segundo, se calcula la presión en la cabeza del pozo para distintos gastos y sus correspondientes presiones de fondo - fluyendo.

4.2.3 Flujo por estranguladores

Estrangulador, es el término petrolero que se le da al orificio usado en la salida de la tubería de producción o del árbol de válvulas para controlar el gasto de un pozo.

Un estrangulador sirve como ya se mencionó, para controlar además del gasto, la presión o bien para controlar la invasión de agua o arena. En ocasiones sirve -- para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura, así mismo, -- ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación y la vida fluuyente del pozo.

En el desarrollo de las ecuaciones para la descripción del comportamiento de flujo por el estrangulador, se considera el flujo crítico, es decir, que la velocidad del fluido es mayor a la velocidad del sonido, para tal condición la presión corriente abajo, o en la línea de descarga, no afecta la presión en la cabeza del pozo.

En la práctica se considera que la presión en la línea de descarga, debe ser la mitad de la presión corriente arriba, para asegurar que exista flujo supersónico, es decir:

$$\frac{P_d}{P_{th}} = 0.5283$$

Gilbert obtuvo la siguiente ecuación empírica basada en el estudio de muchos pozos:

$$P_{th} = \frac{435 R^{0.546}}{S^{1.89}} q \quad \dots(4.43)$$

donde:

- R = Relación gas-líquido, Mpie³/bl
- q = Gasto total de líquidos, bl/día
- S = Diámetro del estrangulador, 64 avos de pg
- P_{th} = Presión en la cabeza del pozo, lb/pg² man

La reducción del orificio en la superficie ocasiona un aumento de la contrapresión en la tubería de producción, la cual origina que se reduzca el gasto en la T.P., la formación continúa aportando fluidos al mismo ritmo por un corto período, la diferencia de los dos gastos, se aloja en el espacio anular, causando un incremento en la P_{wf} por el peso de la columna de líquidos y a la compresión del gas dentro del espacio anular. Este incremento de la P_{wf} hace que disminuya el gasto de la formación hasta alcanzar un equilibrio entre la entrada de flujo de la formación, la pérdida de presión vertical y el funcionamiento del estrangulador.

4.3 VIDA ARTIFICIAL DE LOS POZOS

Una vez terminada la vida fluyente de un pozo, surge la pregunta de qué método de producción artificial debe implantarse para que siga produciendo el gasto deseado. La solución es, aplicar el sistema de bombeo neumático, el bombeo mecánico, o bien el bombeo electrocentrífugo. Existen otros métodos de producción artificial, en este capítulo únicamente serán tratados los tres antes mencionados.

4.3.1 Bombeo Neumático. El bombeo neumático es un método de producción, en donde se utiliza un gas como medio de levantamiento de los fluidos del pozo, a través de la tubería de producción, mediante un flujo continuo o intermitente.

4.3.1.1 Bombeo neumático continuo. Es el sistema artificial de producción por medio del cual se aprovecha la energía del gas comprimido, que se inyecta por el espacio anular y que pasa por la tubería de producción a través de válvulas colocadas en uno o más puntos de inyección, elevando los fluidos desde el fondo del pozo a la superficie.

Los pozos factibles para implantar este sistema deben cubrir las siguientes características:

- I. Alto índice de productividad (mayor de $0.5 \text{ bl/dfa/lb/pg}^2$)
- II. Presión de fondo fluyendo alta (columna hidrostática mayor o igual al 50% en relación a la profundidad del pozo).

Las ventajas de este sistema con respecto a otros son:

1. El uso en pozos profundos.
2. Su aplicación en pozos desviados.
3. Donde se producen fluidos con alta relación gas-líquido.
4. Para pozos productores de aceites viscosos
5. No tiene partes móviles, por lo tanto, se reduce el desgaste.
6. Es flexible, se maneja gastos altos o moderados.
7. Se obtienen recuperaciones altas.
8. El equipo de abastecimiento de gas está centralizado.
9. Se puede manejar arena, residuos e hidratos.

Antes de implantar este método, se debe analizar en forma integral los siguientes factores:

1. Presión de fondo fluyendo.
2. Diámetros de tubería de producción y tubería de revestimiento.
3. Propiedades de los fluidos.
4. Disponibilidad de gas.
5. Presión disponible del gas.
6. La relación gas-aceite de formación.
7. Relación agua-aceite.

El equipo de que consta este sistema generalmente es: Compresoras, válvulas de - aguja, tubería de producción, válvulas subsuperficiales, mandriles porta-válvulas, etc.

Las válvulas de bombeo neumático son clasificadas por el efecto que la presión -- tiene sobre la apertura de la válvula, ésta sensibilidad está determinada por la - construcción del mecanismo que cierra o abre la entrada de gas.

Estas válvulas pueden ser insertadas en la tubería de producción o colocadas en - mandriles conectados en la T.P. Una desventaja de las válvulas en mandriles, es que cuando se deben cambiar, se tiene que extraer todo el aparejo de producción - hasta la profundidad a la que se encuentra la válvula que se desea cambiar, por - el contrario, las otras se pueden cambiar usando línea de acero.

Las partes de que está compuesta una válvula de bombeo neumático son:

1. Cuerpo de la válvula
2. Elemento de carga (resorte, gas o ambos)
3. Fuelle de metal, (pistón o diafragma de hule)
4. Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal)
5. Elemento medidor (orificio o asiento)

Existen básicamente dos tipos de válvulas de bombeo neumático, las válvulas balan- ceadas y las válvulas desbalanceadas. Las válvulas de presión balanceadas no es- tán influenciadas por la presión en la tubería de producción cuando están en posi- ción cerrada o en posición abierta, fig. 4.9.

Se observa que la presión en la T.R. actúa sobre el área del fuelle durante todo el tiempo. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión. De acuerdo a esto, la diferencia de presión entre la de cierre y la de apertura es cero.

Las válvulas de presión desbalanceadas son aquellas que tienen un rango de presión limitado por una presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre, determinado por las condiciones de trabajo del pozo.

Tipos de válvula que tienen mayor aplicación en el B.N.:

a) Válvula operada por presión del gas de inyección. Por lo general se conoce como válvula de presión, ésta válvula es de 50% a 100% sensible a la presión en la T.R., en la posición de apertura. Se necesita un aumento de presión en el espacio anular para abrir y una reducción de presión en la T.R. para cerrarla.

b) Válvula operada por fluidos de la formación. Es 50% a 100% sensible a la presión en la T.P. en la posición cerrada y 100% sensible a la presión en la T.P. en la posición de apertura. Esta válvula requiere un incremento en la presión de la tubería de producción para abrir y una reducción en la presión de la T.P. para cerrar.

c) Válvula reguladora de presión. En la posición abierta es sensible a la presión de la T.P., por lo que se requiere que se aumente la presión en el espacio anular para abrirla y una reducción en la presión en la T.P. o en la T.R. para cerrarla.

d) Válvula combinada. En esta válvula se requiere un incremento en la presión del fluido para su apertura y una reducción de presión en el espacio anular o de la T.P. para cerrarla.

4.3.1.2 Bombeo neumático intermitente. Consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión. El propósito, es provocar la caída de presión necesaria en el fondo del pozo para que este produzca el gasto deseado.

El bombeo intermitente es un método cíclico de producción en el cual, primero se permite que se forme un bache de líquido en el pozo. Cuando la combinación de la

presión en la cabeza del pozo, el peso de la columna de gas, y la presión hidrostática del bache, alcanza un valor específico frente a la válvula operante, el gas se inyecta hacia la tubería de revestimiento, pasando por una válvula de aguja. Cuando la presión en la tubería de revestimiento aumenta hasta un valor de la presión de apertura de la válvula operante, el gas pasa hacia el interior de la tubería producción. Bajo condiciones ideales el líquido, en la forma de un bache o pistón, se desplaza hacia arriba por la energía del gas que se encuentra abajo de éste. El gas viaja a una velocidad aparentemente mayor que la velocidad del bache de líquido ocasionando la penetración del gas en el bache. Esta penetración provoca que parte del bache del líquido caiga a la fase de gas en forma de gotas.

Cuando el bache de líquido llega a la superficie, la presión en la tubería de producción frente a la válvula operante disminuye, incrementando la inyección a través de ella, la inyección de gas se interrumpe cuando la presión en la tubería de revestimiento alcanza la presión de cierre de la válvula operante.

En el ciclo de producción del bache, se presenta un periodo de estabilización en el cual las gotas de líquido del bache anterior, caen al fondo del pozo formando parte del siguiente bache. La caída del líquido puede representar una parte substancial del bache original. El control de esta caída del líquido determinan el éxito de una instalación de bombeo neumático intermitente. La imposibilidad, en algunas ocasiones, de predecir las caídas de líquido ocasionan que muchas instalaciones sean sobre diseñadas. En muchos casos se pueden obtener altos gastos de producción, pero frecuentemente los grandes costos de operación reducen las utilidades que se pueden conseguir del pozo.

El bombeo intermitente, es usado en pozos que producen un volumen de fluidos relativamente bajos, o en pozos que tienen las siguientes características: Alto índice de productividad con baja presión de fondo, o bajo índice de productividad con baja presión de fondo.

4.3.1.3 Las instalaciones de bombeo neumático continuo e intermitente son las siguientes:

1. Instalación abierta, en este tipo de instalación, el aparejo de producción queda suspendido dentro del pozo sin empacador. Como existe comunicación entre -

la T.P. y la T.R., esta instalación queda restringida a pozos con buenas características, que presentan un alto nivel de fluidos. Un problema es la presión variable en la línea superficial, hace que el nivel de fluido en el pozo aumente y disminuya en el espacio anular, las válvulas por debajo del punto de inyección -- están expuestas a una erosión severa por los fluidos. Cada vez que se cierre el pozo, deberá ser descargado y reacondicionado.

2. Instalación semicerrada, es similar a la instalación abierta, excepto que se adiciona un empacador que sirve de aislante entre las tuberías de revestimiento y de producción. Ofrece varias ventajas sobre una instalación abierta. Una vez que el pozo se ha descargado, los fluidos del pozo no vuelven al espacio anular. Cualquier fluido dentro de la T.P. no puede abandonar la tubería de producción a pasar el espacio anular. El empacador aísla a la T.R. de cualquier fluido proveniente del fondo de la T.P.

3. Instalación cerrada es parecida a una instalación semicerrada, excepto que se coloca una válvula de pie en la T.P., evita que la presión del gas de inyección -- actúe contra la formación.

La fig. 4.10 muestra: los tres tipos de instalaciones del bombeo neumático.

4.3.2 Bombeo Mecánico. Es el sistema más ampliamente usado en pozos someros y -- de profundidad media. Algunos sistemas de B.M. están operando a 12 000 pies de -- profundidad, sin embargo, la potencia adicional para elevar las varillas es excesiva, ya que el trabajo ocurre desde la profundidad de la bomba y no de la profundidad de elevación efectiva. Gran número de pozos con B.M. muestran ser más atractivos, debido al fácil manejo de las unidades de bombeo.

El B.M. cuenta con las siguientes ventajas: Es de fácil diseño, las unidades pueden ser cambiadas a otros pozos, se adapta a agujeros reducidos, es flexible, ya que puede manejar diferentes gastos de acuerdo a la capacidad del pozo, según va declinando su producción, levanta aceites viscosos y de alta temperatura.

Como todos los sistemas artificiales de producción, el B.M. cuenta con las siguientes desventajas: La alta producción de sólidos ocasiona problemas, la profundidad es otra limitante, en operaciones costa fuera resulta pesado y estorbo, es susceptible a los problemas de parafina.

4.3.2.1 Equipo de Bombeo Mecánico.

Bomba subsuperficial. Su función es desplazar los fluidos del yacimiento desde el fondo del pozo hasta la superficie por el interior de la tubería de producción. Admite los fluidos de la formación mediante un movimiento ascendente y descendente y desplaza la columna de fluidos hasta llegar a la cabeza del pozo.

Ciclo de bombeo. Es el movimiento que realiza la bomba para poder desplazar los fluidos del fondo del pozo hasta la superficie. El ciclo consta básicamente de cuatro pasos, que son:

1. EL émbolo está a punto de terminar la carrera descendente, la válvula de pie está cerrada y la válvula viajera abierta, el peso de la columna de los fluidos y de las varillas está soportado por la válvula de pie.
2. Se inicia la carrera ascendente del émbolo, cierra la válvula viajera y abre la de pie, la carga debida a la columna de fluidos se ha transferido de la T.P. a la sarta de varillas, los fluidos pasan del pozo al interior de la bomba.
3. El émbolo está a punto de terminar la carrera ascendente, la válvula viajera, sigue cerrada, mientras que la de pie continúa abierta permitiendo el paso de los fluidos aportados por el pozo.
4. Se inicia la carrera descendente del émbolo, la válvula de pie cierra y abre la viajera, los fluidos pasan a la parte superior del émbolo, las cargas de los fluidos y las varillas se transfieren a la válvula de pie.

Los cuatro pasos mencionados, se muestran en al fig. 4.11.

Varillas de succión. Es un sistema vibratorio mediante el cual el equipo superficial transmite energía o movimiento a la bomba subsuperficial. La selección -- conveniente de una sarta de varillas, depende de la profundidad del pozo. Si la profundidad del pozo excede a los 3500 pies, es recomendable usar varillas telescopiadas, que consiste de un arreglo de diferentes longitudes y diámetros de varillas.

Equipo superficial. Su función principal es transmitir la energía del motor principal hacia la bomba subsuperficial, cambiando el movimiento rotatorio a un movi-

miento recíproco de las varillas de succión. Consta de los siguientes elementos:

El balancín, que es soportado por el poste de sampson, el movimiento de éste, se obtiene por medio de una biela, esta a su vez recibe el movimiento de la manivela. La longitud de carrera de la varilla pulida, está determinada por la distancia -- que hay del cojinete de la biela al perno de la manivela.

Motor principal. Tiene como función aportar la energía mecánica a la instalación la cual es transmitida a la bomba. Debe tener la potencia requerida para transportar los fluidos a un gasto deseado. Puede ser un motor de combustión interna o eléctrico.

Reductor de engranes. Su función es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad adecuada de bombeo. La polea del reductor de engranes, es quien recibe la energía del motor principal a través de bandas.

La fig. 4.12 representa esquemáticamente los componentes del bombeo mecánico.

4.3.3 Bombeo electrocentrífugo. Actualmente el sistema artificial de bombeo --- electrocentrífugo, está considerado como un efectivo y económico medio para producir grandes volúmenes de fluidos en pozos, a grandes profundidades y variadas condiciones. Este puede producir gastos desde 200 bl/día hasta 60 000 bl/día de fluidos con profundidades del orden de 15 000 pies. Es usado para producir fluidos - en pozos con altas viscosidades y producción de aceite, gas y agua.

Es necesario mencionar que el comportamiento de este sistema de producción será - bastante eficaz cuando se manejen únicamente líquidos. No por esta razón se dejará de intentar su uso en pozos que produzcan cantidades consideradas de gas libre, ya que la bomba centrífuga podrá manejar una cantidad determinada de gas libre.

Las principales limitaciones del bombeo electrocentrífugo son dos:

1. La temperatura de operación y
2. El gas libre que entra a la bomba.

La primera aumenta a razón de que aumenta la profundidad. Para disminuir su efecto, se fabrican cables de diferentes materiales que ayudan a prolongar la vida -- del equipo y en consecuencia la del sistema.

La segunda limitante es quizás el factor más importante que debe tomarse en cuenta para evitar problemas, como el candelado de gas, cavitación, reducción de la eficiencia de bombeo, etc. Para evitar estos problemas, se debe instalar la unidad de bombeo a la mayor profundidad, o colocar un separador de gas en la succión de -- la bomba. Otros factores importantes a tomar en cuenta son: El gasto que va a -- manejar la bomba, las dimensiones físicas del pozo, la profundidad del pozo, las -- densidades relativas de los fluidos, la presión requerida en la boca del pozo, la relación gas-líquido que manejará la bomba, la viscosidad del fluido que es muy -- importante para los requerimientos de potencia.

4.3.3.1 Descripción del equipo de bombeo electocentrífugo.

Equipo subsuperficial.

Bomba sumergible. Existen diferentes diseños para aplicaciones particulares y -- cada uno tiene sus propias ventajas, desventajas y limitaciones. Las bombas cen-- trífugas son de múltiples etapas y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. En una bomba de impulsores flotantes, estos se mue-- ven axialmente a lo largo de la flecha y pueden descansar, en empuje ascendente o descendente, en cojinetes cuando están en operación. En la bomba de impulsores fijos, éstos no pueden moverse y el empuje desarrollado por los impulsores lo --- amortigua un cojinete en la sección sellante.

Protector o sección sellante. El protector ejecuta cuatro funciones básicas:

1. Conecta las carcassas de la bomba y el motor, conectando la flecha impulsora -- del motor con la flecha de la bomba.
2. Aloja un cojinete que absorbe el empuje axial desarrollado por la bomba.
3. Evita la entrada de fluido al motor.
4. Proporciona un recipiente de aceite para compensar la expansión y contracción del aceite del motor debido al calentamiento y enfriamiento del motor cuando la -- unidad trabaje o se pare.

Motor sumergible. El motor es la fuerza impulsora que hace girar a la bomba. Los motores eléctricos usados en operaciones de bombeo electrocentrífugos, son -- bipolares, trifásicos, del tipo jaula de ardilla y operan a una velocidad constante de 3500 rpm a 60 cps. La profundidad de colocación es un factor determinante en la selección del voltaje del motor debido a las pérdidas de voltaje en el cable. Si la pérdida es demasiado grande, se requiere un motor de alto voltaje y menor amperaje.

Separador de gas. El separador es una sección normalmente colocada entre el protector y la bomba y sirve como succión o entrada a la bomba. Separa el gas libre que entra a la bomba. Puede ser efectivo, pero es difícil determinar su eficiencia con exactitud. Es una ayuda en la prevención del candado de gas normalmente -- permite un bombeo más eficiente en pozos gasificados.

Cables. La potencia se suministra al motor por medio de un cable eléctrico. -- Existen estilos diferentes: redondo y plano. Dependiendo de las condiciones del pozo, el cable puede tener armadura de acero, bronce o monel. Los cables pueden instalarse en pozos con temperaturas superiores a 300 °F. Los cables estándar -- tienen en general 10 años de vida a una temperatura máxima de 160°F y se reduce a la mitad por cada 15°F arriba del máximo.

Equipo superficial.

Tablero de control. Los tableros de control estándar son a prueba de agua y están disponibles en varios tamaños acompañados de accesorios para ajustarse a cualquier instalación de bombeo. Los hay desde unidades muy simples con botón magnético y protección de sobrecarga hasta muy complejos, ensamblados con fusibles de desconexión, amperímetro, protección de baja carga y sobre carga, luces, relojes para bombeo intermitente, e instrumentos para operación automática o a control -- remoto.

Transformadores. Conjuntos de tres transformadores de fase única, transformadores trifásicos y autotransformadores trifásicos, se fabrican para su uso en bombeo eléctrico. Estas unidades llenas de aceite para su autoenfriamiento, están -- diseñadas para convertir el voltaje de la línea primaria al voltaje requerido por el motor.

Caja de unión. Esta caja se localiza entre el cabezal del pozo y el transformador. Evita que el gas viaje por el cable y llegue hasta el transformador y producir un incendio o explosión.

4.4 CONIFICACION DE GAS O AGUA

4.4.1 Conificación de Gas.

La conificación de gas ocurre cuando el pozo productor está terminado cerca de la capa de gas. El contacto de gas-aceite se depresiona alrededor del pozo en virtud del flujo radial del aceite y de la diferencial de presión que existe debido al flujo.

Considerar un pozo, fig. 4.14, con penetración parcial, a una profundidad D dentro de la zona de aceite de espesor h. El potencial de flujo H_g y H_o , de gas y aceite respectivamente, están dados por las expresiones siguientes:

$$H_g = z + \frac{P_g - P'}{g \rho_g} \quad \dots (4.44)$$

$$H_o = z + \frac{P_o - P'}{g \rho_o} \quad \dots (4.45)$$

donde z es una elevación arbitraria arriba del nivel de referencia, P' es la presión a dicho nivel de referencia, ρ_g y ρ_o , son las presiones de gas y aceite, ρ_g y ρ_o son las densidades en cada zona.

Para caso de estudio, se considera H_g constante a través de toda la zona de gas. Entonces el valor de P' puede ser substituído como una función de H_g dentro de H_o , y despreciando la presión capilar, la expresión es:

$$H_o = H_g \frac{\rho_g}{\rho_o} + z \frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_o} \quad \dots (4.46)$$

Aplicando la ley de Darcy para flujo radial de aceite dentro del pozo.

$$Q_o = 2\pi g \rho_o \frac{k_o}{\mu_o} z r \frac{dH_o}{dr} \quad \dots (4.47)$$

Substituyendo H_0 en la ecuación (4.47) y despreciando $H_g \frac{\rho_g}{\rho_o}$

se tiene:

$$Q_o = 2\pi g (\rho_o - \rho_g) \frac{k_o}{\mu_o} z r \frac{dz}{dr} \dots (4.48)$$

integrando la ecuación anterior por separación de variables:

$$Q_o \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = 2\pi g (\rho_o - \rho_g) \frac{k_o}{\mu_o} \int_{h_0}^h z dz$$

$$Q_o \ln \frac{r_e}{r_w} = 2\pi g (\rho_o - \rho_g) \frac{k_o}{\mu_o} (h^2 - (h-D)^2)/2$$

$$Q_{o_{\max}} = \pi \frac{g (\rho_o - \rho_g)}{\ln (r_e/r_w)} \frac{k_o}{\mu_o} (h^2 - (h-D)^2) \dots (4.49)$$

$Q_{o_{\max}}$ representa el gasto máximo que se puede extraer del pozo, sin que se origine la conificación.

4.4.2 Conificación de agua.

La conificación de agua ocurre alrededor del pozo productor cuando este se encuentra terminado cerca del contacto agua-aceite, siempre y cuando la distancia de la zona de aceite sea removida por el avance del contacto agua-aceite. La derivación de la fórmula para el máximo gasto permisible de aceite con producción de agua del acuífero, es similar a la de conificación de gas.

H_o y H_w , son el potencial de flujo en aceite y agua respectivamente.

$$H_o = z + \frac{P_o - P'}{g \rho_o} \dots (4.50)$$

$$H_g = z + \frac{P_w - P'}{g \rho_w} \dots (4.51)$$

H_w es constante, usando esta observación para eliminar la presión de referencia P' , además se desprecia la presión capilar ($P_o = P_w$). Se despeja P' de la ecuación (4.51).

$$P' = P_w - \rho_w g (H_w - z)$$

y se sustituye en la ecuación (4.50), quedando de la siguiente manera:

$$H_o = H_w \frac{\rho_w}{\rho_o} + z (\rho_o - \rho_w) / \rho_o \quad \dots (4.52)$$

Aplicando la ecuación de flujo radial para aceite,

$$Q_o = 2\pi g \rho_o \frac{k_o}{\mu_o} (h-z)r \frac{dH_o}{dr} \quad \dots (4.53)$$

sustituyendo H_o en la ecuación (4.53):

$$Q_o = 2\pi g (\rho_o - \rho_w) \frac{k_o}{\mu_o} (h-z) r \frac{dz}{dr}$$

separando variables e integrando

$$Q_o \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = 2\pi g (\rho_o - \rho_w) \frac{k_o}{\mu_o} (h-z) dz$$

$$Q_{o \text{ máx}} = \pi \frac{k_o}{\mu_o} \frac{g (\rho_w - \rho_o)}{\ln(r_e/r_w)} (h^2 - D^2) dz$$

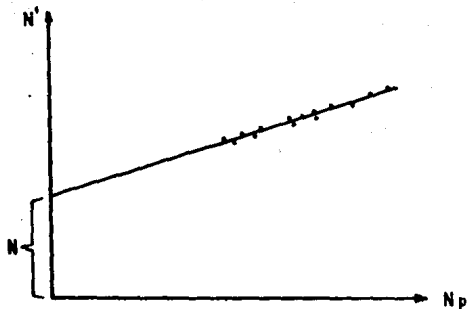


FIG. 4.1.-GRAFICA PARA DETERMINAR EL VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE .

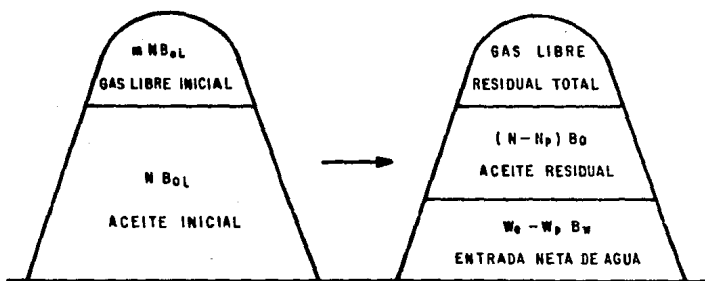


FIG. 4.2.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL CAMBIO EN LA DISTRIBUCION DE LOS FLUIDOS EN UN YACIMIENTO PROVOCADO POR LA EXPLOTACION.

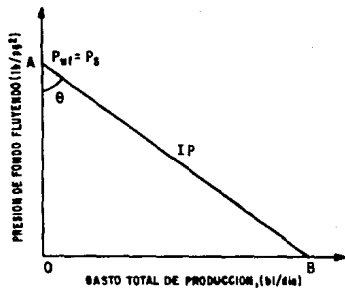


FIG. 4.3

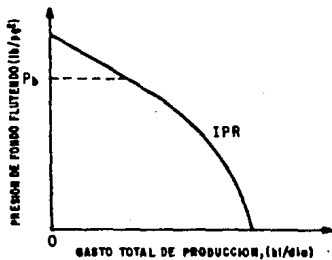


FIG. 4.4

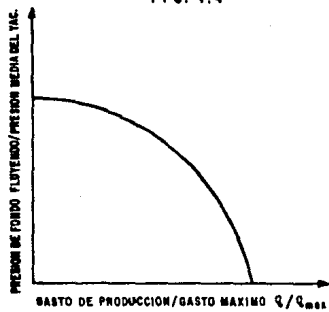


FIG. 4.5

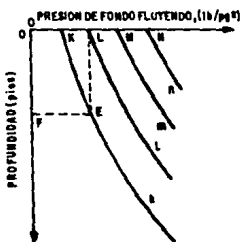


FIG. 4.6

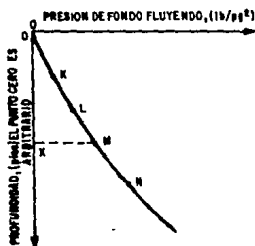


FIG. 4.7

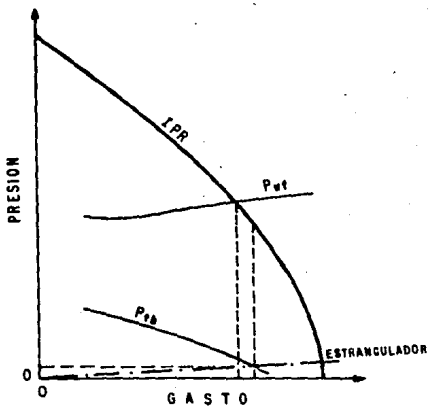


FIG. 4.8.- CURVAS IPR, P_{wf} , P_{eb} Y DEL FUNCIONAMIENTO DEL ESTRANGULADOR EN UN POZO FLUYENTE.

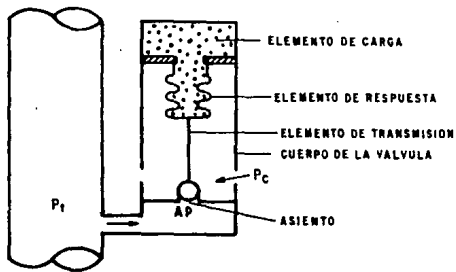


FIG. 4.9

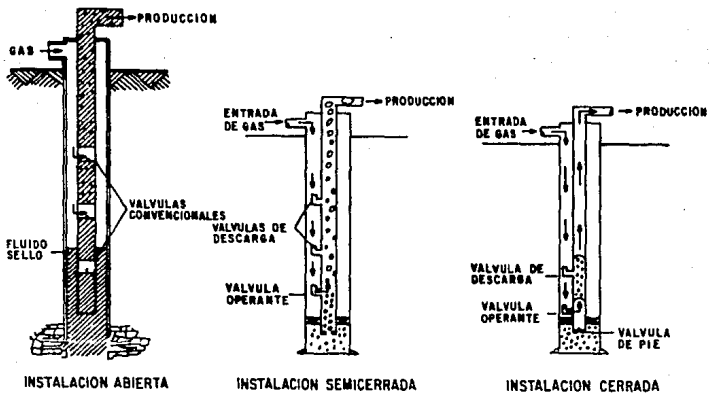


FIG. 4.10 - TIPOS DE INSTALACIONES DE B.N.

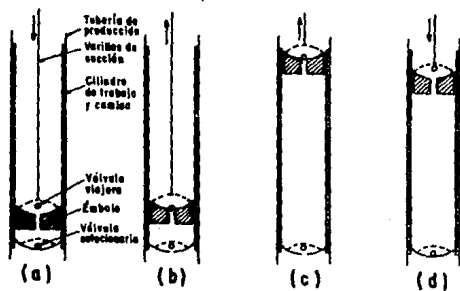


FIG. 4-11.-CICLO DE BOMBEO: a) EL ÉMBOLO SE MUEVE HACIA ABAJO CERCA DEL FONDO DE LA CARRERA; b) EL ÉMBOLO SUBE, CERCA DEL FONDO DE LA CARRERA; c) EL ÉMBOLO SUBE CERCA DE LA PARTE SUPERIOR DE LA CARRERA; d) EL ÉMBOLO SE MUEVE HACIA ABAJO CERCA DEL TOPE DE LA CARRERA.

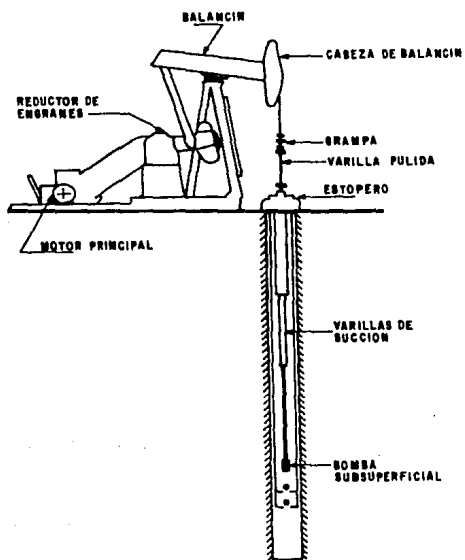


FIG. 4.12.- PARTES ESENCIALES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO.

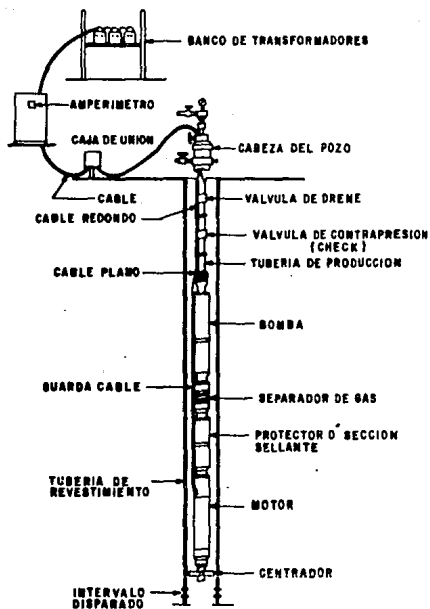


FIG. 4.13 - SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO .

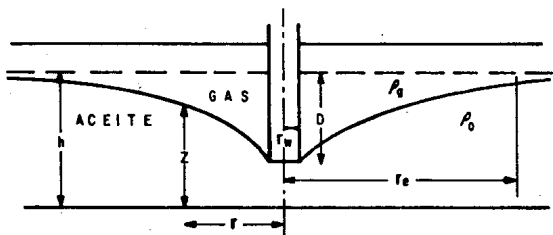


FIG. 4.14.- CONIFICACION DE GAS.

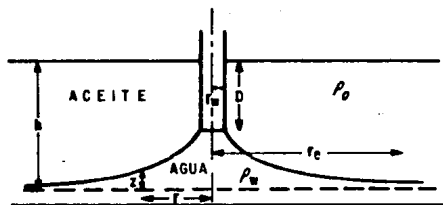


FIG. 4.15.- CONIFICACION DE AGUA.

CAPITULO V

RECUPERACION SECUNDARIA

Es toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional a la recuperación obtenida durante la vida natural del yacimiento, mediante energía -- adicionada através de la inyección de fluidos líquidos o gaseosos que vendrán a -- desplazar el aceite remanente en el yacimiento.

5.1 Influencia de las propiedades del yacimiento.

La eficiencia de algún método de recuperación secundaria de hidrocarburos depende en gran medida del conocimiento de las propiedades del yacimiento. Estas propiedades son: propiedades de la roca, como porosidad, permeabilidad y propiedades de los fluidos, como presión capilar, mojabilidad, viscosidad.

Otras de gran importancia son: La profundidad, pendiente del yacimiento (echado), homogeneidad del yacimiento.

5.1.1 Propiedades Petrofísicas.

Porosidad. Es una propiedad intrínseca de las rocas del yacimiento y se define -- como "La relación del volumen del espacio vacío de una roca al volumen total de -- dicha roca".

La porosidad representa la fracción del espacio total que es capaz de contener -- cualquier tipo de fluido y determina la capacidad de almacenamiento de un yaci--- miento.

La porosidad se clasifica de la siguiente manera:

Porosidad absoluta. Es la porosidad en el cual se incluyen los espacios comunica dos y no comunicados dentro de la roca.

Porosidad efectiva. Es la porosidad en la que se incluyen únicamente los poros - comunicados.

Porosidad primaria. Es aquella porosidad que adquiere la roca en su formación.

Porosidad secundaria. Es aquella porosidad que adquiere la roca después de su -- formación por fracturas, fisuras, disolución, etc.

Permeabilidad. Es una medida de la facilidad con la cual un fluido puede moverse a través del espacio poroso comunicado de la roca. Se dice, que es la medida de la continuidad de los espacios porosos intercomunicados. Se clasifica en tres --

tipos: permeabilidad absoluta. Es la facilidad con la cual un fluido puede desplazarse a través del espacio poroso comunicado, cuando el medio poroso se encuentra 100% saturado de ese fluido, mojante y no reacciona con la roca.

Permeabilidad efectiva. Se ha definido como la capacidad de un medio poroso para conducir un fluido dado en presencia de otros.

Permeabilidad relativa. Representa la facilidad con la que un fluido fluye a través del espacio poroso intercomunicado de la roca, en presencia de otros fluidos comparado con la permeabilidad absoluta.

La permeabilidad se expresa de la siguiente manera:

$$k = \frac{q \mu L}{A P}$$

donde:

q = Gasto de fluido

μ = Viscosidad del fluido

A = Area transversal ocupada por el fluido

P = Presión a la que se encuentra sometido el medio poroso

L = Longitud recorrida por el fluido

5.1.2 Propiedades de los fluidos.

Presión capilar. Se puede definir como la diferencia de presiones que existe entre la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la superficie de la roca. También se puede definir como la presión de la fase no mojante menos la presión de la fase mojante.

$$P_c = P_o - P_w$$

$$P_c = P_g - P_o$$

donde

P_c = Presión capilar

P_o = Presión en la fase del aceite

P_g = Presión en la fase gaseosa

P_w = Presión en la fase del agua.

Mojabilidad. Se define como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otros fluidos inmiscibles.

Se dice que una roca es mojada preferentemente por agua, cuando el ángulo de contacto es menor de 90° , si este es mayor, se dice que la roca es preferentemente mojada por aceite. fig. 5.1.

La porosidad, permeabilidad, presión capilar y la mojabilidad, son propiedades su mamente importantes que requieren de un estudio anticipado a cualquier proyecto de recuperación secundaria.

Si se tiene una porosidad alta así como una saturación residual alta de aceite al final de la explotación primaria, se hace atractivo aplicar un proyecto de recuperación secundaria. Si se tiene una permeabilidad alta, la recuperación primaria sería alta, resultaría poco económico aplicar un método de recuperación secundaria.

Por su parte las fuerzas capilares dependen del gasto de producción, mantienen un frente uniforme en un medio poroso heterogéneo entre dos fluidos inmiscibles, si el gasto es bajo y constante.

Viscosidad. Es una propiedad de los fluidos que se debe tener presente en cualquier proyecto de recuperación secundaria. Si los fluidos son altamente viscosos la velocidad de desplazamiento es baja, obligando a que los gradientes de presión sean limitados, los gastos de producción son cada vez bajos, esto no es económicamente atractivo, al final se tiene una saturación residual de aceite alta, trayendo con sigo una baja recuperación.

Profundidad. La profundidad del yacimiento influye tanto en el aspecto técnico -- como en el económico.

En lo técnico, en un yacimiento poco profundo, la presión de inyección se restringe o bien, la presión de fractura puede ser aún más bajo.

Económicamente, el costo de un proyecto de recuperación secundaria está directamente relacionado con la profundidad y se refleja en la perforación de un pozo -- extra que se requiera, o bien, en la compresión requerida en el caso de la inyección de gas.

Pendiente del yacimiento (ángulo de echado)

Para un flujo de dos fases en un estrato inclinado, donde la gravedad se opone al barrido, el flujo fraccional (f_1) de un fluido desplazante está dado por:

$$f_1 = \frac{1 - \frac{k}{k_2} \frac{kr_2}{\mu^u}}{1 + \frac{kr_2}{kr_1} \frac{\mu_1}{\mu_2}} \frac{\Delta P}{g \text{ Sen } \alpha} < \frac{1}{1 + \frac{kr_2}{kr_1} \frac{\mu_1}{\mu_2}}$$

Para cada valor de saturación, S_1 .

En la práctica, las fuerzas gravitacionales son efectivas en yacimientos arenosos de permeabilidades altas o cuando el ángulo de echado es muy pronunciado, al aumentar el ángulo de echado, aumenta la recuperación.

Si se inyecta el fluido desplazante a altas velocidades, el desplazamiento se hace inestable tal que.

$$V_c = \frac{\Delta P}{\mu} \frac{g k \text{ Sen } \alpha}{\left(\frac{\mu_2}{kr_2} - \frac{\mu_1}{kr_1} \right)}$$

donde θu es la porosidad útil; $\theta u = \theta (S_{1M} - S_{1m})$; S_{1M} y S_{1m} son los límites de saturación de un medio poroso, fig. 5.2.

Para un estrato horizontal, la velocidad crítica es cero, el agua inyectada forma una lengua en la base del estrato y el gas lo forma en la parte superior, este fenómeno hace que el fluido inyectado aparezca rápidamente en los pozos productores como se muestra en la fig. 5.3.

Homogeneidad. Para lograr una alta recuperación de hidrocarburos, el flujo de los fluidos dentro del yacimiento no es el principal impedimento, otros son de tipo -- tectónico (fallas aisladas) o estratigráficos (variación de facies laterales, lentes, etc.). En un proyecto de recuperación, es necesario determinar la comunicación entre pozos.

En yacimientos afallados y fracturados con alta permeabilidad lineal, permiten --

canalización del fluido desplazante trayendo consigo una baja recuperación de --- hidrocarburos.

Si se considera el caso de un yacimiento estratificado cuyos estratos no tienen - comunicación, fig. 5.4.

Al iniciar el desplazamiento con un gasto de inyección Q_t del fluido A, el gasto de inyección puede ser dividido entre el número de estratos usando la siguiente -- ecuación.

$$Q_i = Q_t \frac{k_i h_i}{\sum k_i h_i}$$

El avance frontal en cada estrato, es debido a la velocidad del fluido dentro de los mismos, por lo tanto el frente es escalonado, siendo más extenso en aquel estrato cuya permeabilidad es más alta, la diferencia de longitudes se incrementa -- con el tiempo.

Cuando esto sucede, se puede intentar taponar temporalmente el estrato más permeable durante la etapa de inyección con resina o con cemento, o bien aislarlo con - empaques durante la terminación del pozo. El método es conocido como inyección - selectiva.

5.2 Inyección de Agua.

Cuando la energía propia del yacimiento no es suficiente y se cambia a un método de recuperación secundaria, se debe basar en criterios técnicos y económicos.

La inyección de agua, es el método de recuperación secundaria más común, se incrementa la recuperación de aceite debido a la eficiencia de barrido en el yacimien- to.

5.2.1 Cálculos del comportamiento de la inyección de agua.

La cantidad del aceite recuperable por la inyección de agua se calcula por la si- guiente ecuación:

$$N_p = \frac{V_p (S_{oi} - S_{or}) E_s E_i}{B_o}$$

donde

V_p es el volumen de poros por barrer.

S_{oi} es la saturación inicial de aceite al inicio de la inyección de agua.

S_{or} es la saturación residual de aceite al final de la inyección de agua.

E_s es la eficiencia areal de barrido.

E_i es la eficiencia vertical de barrido.

Los siguientes métodos de cálculo son aplicados a sistemas lineales, el método de Buckley - Leverett para yacimientos homogéneos, el de Stiles para yacimientos --estratificados.

5.2.1.1 Teoría de Buckley - Leverett

Esta teoría es correcta cuando $M \ll 1$ y generalmente es usada cuando $M \leq 10$. M es la relación de movilidad entre el agua inyectada y el aceite desplazado.

Buckley - Leverett proponen la teoría del desplazamiento frontal, para determinar el avance del frente de agua de inyección así como el tiempo de surgencia. Según la teoría, la inyección de un fluido en un medio poroso que contiene un --- fluido 1 con una saturación S_{1i} y un fluido 2 con una saturación $1 - S_{1i}$, el --- avance del frente se da a la velocidad:

$$v = \frac{Q_t}{A \phi} \frac{d f_1}{d S_1} \Big|_{S_1 = S_{1f}}$$

donde

S_{1f} es la saturación del fluido 1 atrás del frente.

Q_t es el gasto de inyección

A es el área transversal

En la zona barrida por el fluido 1, el flujo de ambos fluidos en el medio poroso esta dado por:

a) El flujo del fluido 1 es $Q_1 = f_1 Q_t$

b) El flujo del fluido 2 es $Q_2 = (1 - f_1) Q_t$

Despreciando las fuerzas capilares, el flujo fraccional f_1 , está dado por:

$$f_1 = \frac{1 - \frac{A k k r_2}{Q t \mu_2} \Delta \phi g \text{ Sen } \alpha}{1 + \frac{k r_2}{k r_1} \frac{\mu_1}{\mu_2}} \quad \dots (5.1)$$

donde

α es el ángulo entre la horizontal y la dirección de flujo.

$$\Delta \phi = \phi_1 - \phi_2$$

En el caso de que el yacimiento es horizontal, la ecuación se reduce

$$F_1 = \frac{1}{1 + \frac{k r_2}{k r_1} \frac{\mu_1}{\mu_2}} \quad \dots (5.2)$$

Para aplicar la ecuación (5.1) se requiere conocer las $k r_1$ y $k r_2$ en función de S_1 , para ello es necesario analizar un número grande de muestras representativas. En cambio para la ecuación (5.2), lo único que hay que conocer es la relación de producción agua-aceite, gas-aceite en la vida primaria del yacimiento, o bien, observando los resultados de desplazamiento del fluido 2 por el fluido 1 en la primera línea de pozos productores, durante la primera etapa del proyecto.

Si se construye la gráfica f_1 Vs S_1 , la saturación del frente S_{1f} , se determina trazando una línea secante a la curva tomando como pivote la saturación inicial S_1 fig. 5.5.

EL tiempo de surgencia se calcula mediante la siguiente ecuación, el tiempo de inyección del fluido 1 al inicio de la inyección, es cero.

$$T_b = \frac{\phi A L}{Q t \left. \frac{df_1}{ds_1} \right|_{S_{1f}}}$$

$$\frac{df_1}{ds_1} \Big|_{S_{1f}} = \frac{1}{S_{1f} - S_{wi}}$$

Una vez encontradas la S_{wf} y f_{wf} se calcula la WOR a condiciones de superficie mediante la siguiente expresión:

$$WOR = \frac{f_w B_o}{(1 - F_w) B_w}$$

La recuperación de aceite se calcula mediante la siguiente expresión:

$$N_p = \frac{V_p (\bar{S}_{wf} - \bar{S}_{wi}) E_s E_i}{B_o}$$

$$N = \frac{V_p (1 - \bar{S}_{wi})}{B_{oi}}$$

$$Rec = \frac{N_p}{N} = \frac{E_s E_i (\bar{S}_{wf} - \bar{S}_{wi}) B_{oi}}{(1 - \bar{S}_{wi}) B_o}$$

5.2.1.2 Método de Stiles.

Este método es aplicable cuando el valor de M está cercano a la unidad. Para realizar los cálculos, Stiles supone lo siguiente:

- Formaciones continuas y de espesor constante.
- No existe segregación ni comunicación entre las capas.
- El desplazamiento es en forma de pistón.
- Sistema lineal, con la misma permeabilidad relativa delante y atrás del frente.
- La posición del frente en cada capa, es directamente proporcional a la permeabilidad absoluta del estrato.
- El porcentaje de agua en la producción, depende de la kh de cada capa y se compara con el total del sistema.

Stiles divide al yacimiento en un número de estratos de espesor constante h_i , h_r etc. de permeabilidades k_i , k_r etc. fig. 5.6.

El total del volumen de aceite desplazable es:

$$L l \emptyset h (1 - S_w - S_{or})$$

El volumen de aceite desplazable para el estrato L_{th} es

$$L l \emptyset h_i (1 - S_w - S_{or})$$

Cuando al frente alcanza el estrato j^{th} de menor permeabilidad K^{th} , ha viajado una distancia $L \frac{K_k}{K_j}$. El volumen de aceite producido para el estrato K^{th} es:

$$L l \emptyset h k \frac{K_k}{K_j} (1 - S_w - S_{or})$$

El volumen de aceite producido al tiempo de surgencia en el estrato J^{th} es:

$$L l \emptyset [1 - S_w - S_{or}] \left[\sum_1^j h_i + \sum_{j+1}^h \frac{k_i}{k_j} h_i \right]$$

La recuperación está dada por

$$Rec = \frac{1}{h} \left[\sum_1^j h_i + \frac{1}{k_j} \sum_{j+1}^h k_i h_i \right]$$

o bien

$$Rec = \frac{\sum_1^j h_i}{h} + \frac{C_t - C_j}{k_j \frac{h}{h}}$$

donde C_t es el total de kh (capacidad de flujo) de la formación.

C_j es la kh acumulada arriba del estrato J^{th}

El flujo fraccional de agua en el fondo del pozo y en la superficie está dado --

por: $f_w = \frac{M C_j}{M C_j + (C_t - C_j)}$

donde:

$$M = \frac{k_{rw}}{k_{ro}} \frac{A_o}{A_r}$$

$$f_w = \frac{A C_j}{A C_j + (C_t - C_j)}$$

$$A = \frac{k_{rw}}{k_{ro}} \frac{A_o}{A_r} \frac{B_o}{B_w}$$

5.3 Inyección de Gas.

La inyección de gas, como la inyección de agua al yacimiento, es un proceso que se ha venido utilizando desde hace algún tiempo en la industria petrolera con el fin de incrementar la recuperación adicional de aceite manteniendo la presión del yacimiento.

La inyección de gas puede hacerse de dos maneras, directamente al yacimiento -- (zona de aceite) o bien, al casquete de gas si existe. Si la inyección se efectúa al casquete de gas, la presión se mantiene constante. Cuando es inyectado -- fuera del casquete, el flujo de gas inyectado radialmente, desplaza al aceite hacia los pozos productores.

El principal factor para iniciar el proyecto de recuperación secundaria, por inyección de gas, es la disponibilidad de una fuente de gas que proporcione la cantidad suficiente para la inyección. Lo más factible es emplear el gas producido.

Si técnicamente las condiciones son favorables para la inyección de gas, este sería el mejor método. Sin embargo, el costo para montar un proyecto de inyección de gas es más alto que el requerido para la inyección de agua, otro aspecto, es de que la eficiencia de desplazamiento del gas es menor que la del agua.

5.3.1 Localización de pozos de inyección.

El incremento de la recuperación no necesariamente se logra con la perforación de pozos inyectoros, sino, lo más factible es convertir los pozos productores necesarios a inyectoros.

Si la inyección se hace en la capa de gas, los pozos inyectoros serán concentrados alrededor de la estructura.

El número adecuado de pozos inyectoros depende del gasto de inyección, la capacidad de inyección de cada pozo, puede ser estimada usando la siguiente ecuación.

$$Q_i = C (P_{iw}^2 - P_e^2)^h$$

donde

P_{iw} es la presión de inyección en el fondo del pozo

P_e es la presión en el límite de la zona de gas.

Si la inyección es en la zona de aceite, la densidad de pozos inyectores varía, hoy en día se utiliza un arreglo exagonal, 6 pozos productores más uno inyector.

Sin embargo cada arreglo presenta a menudo dificultades lo más económico, es perforar los pozos durante la vida primaria del yacimiento.

5.3.2 Eficiencia de barrido.

Es menor para la inyección de gas comparándola con la inyección de agua, se debe más que nada a que el gas forma una fase continua dentro del yacimiento.

Para evaluar la eficiencia de la inyección de gas, se puede utilizar trazadores - radioactivos y mediante cálculos realizados con la teoría de desplazamiento frontal y balance de materia se estimaría la eficiencia de la recuperación.

La teoría de Buckley - Leverett, se aplica de la misma forma para la inyección de agua como para la inyección de gas. En éste último no se desprecian los efectos de gravedad. Las diferentes ecuaciones utilizadas en el flujo fraccional de gas (f_g), dependen del lugar en donde se efectúe la inyección, si es directamente al yacimiento, se supone flujo horizontal, o bien, en el casquete de gas, suponer --- flujo vertical.

Inyección en la capa de gas.

$$f_g = \frac{1 + \frac{k_{ro}}{u_{ro}} (\rho_o - \rho_g) g}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rg}} \frac{\rho_g}{\rho_o}}$$

u es la relación del volumen de gas inyectado por unidad de área, siendo el área el contacto gas-aceite.

Inyección en la zona de aceite.

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{kro}{krg} \frac{A_g}{A_o}}$$

El incremento de la recuperación ΔRec entre los límites de tiempos j y $j + 1$ está expresada por:

$$Rec = \frac{(1 - Rec_j) \Delta \left(\frac{Bo}{Bg} - Rs \right) - (1 + m) BoI \Delta \left(\frac{1}{Bg} \right)}{\frac{Bo}{Bg} - Rs + \bar{R} (1 - I)}$$

donde $m = \frac{G Bg I}{N Bo I}$

I es la fracción de gas producido reinyectado

\bar{R} es el promedio de la RGA en los tiempos J y $J + 1$

$$I = \frac{Bo - RsBg + R Bg}{R Bg} = \frac{Bo + Rc Bg}{(Rs + Rc)Bg}$$

$$R = R_s + R_c$$

R_c es la RGA del gas libre recirculado

5.4. Desplazamiento por miscibles.

Miscibilidad, es la mezcla de dos fluidos común y afines químicamente sin que -- exista en ellos una interfase, es decir que uno es solvente del otro.

La finalidad de la inyección de miscibles en un proyecto de recuperación secundaria, es de incrementar la eficiencia de desplazamiento del aceite atrapado en los poros debido a las fuerzas capilares.

El desplazamiento miscible ha sido estudiado en el laboratorio, donde se ha logrado desplazar el aceite de las muestras mediante la inyección de solventes apropiados, desafortunadamente, los solventes utilizados son caros, por lo que el proyecto resulta poco costeable.

El desplazamiento miscible está sujeto a ciertas limitaciones, por ejemplo si se utiliza gas como fluido miscible, debido a su alta movilidad, pueden ocurrir los siguientes fenómenos: Interdigitación, segregación gravitacional o formación de canales de flujo, estos disminuyen la recuperación.

5.4.1 Miscibilidad absoluta, se tienen dos fluidos, primeramente uno "S" miscible con el aceite y otro "C" inmisible con el aceite pero miscible con el fluido "S". Se llama así al proceso de inyectar el fluido "S" y ponerlo en contacto -- con el aceite para lograr la miscibilidad para posteriormente ser desplazado con el fluido "C" fig. 5.7.

En este sistema los fluidos más usados son:

- a) aceite, LPG, gas
- b) aceite, alcohol, agua:

En el caso de la inyección de un bache de solvente, se forman dos zonas de mezcla, -- una entre el aceite y el fluido "S", la otra entre los fluidos "S" y "C".

Cada zona crece independientemente como se muestra en la fig. (5.7)

El tamaño del banco de solvente, decrece conforme progresa el barrido. El volumen del bache solvente inyectado, debe ser tal que el banco no se agote antes de alcanzar el pozo productor, de lo contrario el fluido "C", se pondrá en contacto

con el aceite, cuando esto sucede, la miscibilidad se rompe.

La mayor dificultad, es precisamente la selección de un bache adecuado de solvente, si esto no se lleva a cabo, el proyecto no proporciona la recuperación deseada.

5.4.2 Miscibilidad Termodinámica.

El gas usado para desplazar el aceite del yacimiento en un proyecto de recuperación secundaria es casi siempre una mezcla de hidrocarburos. El aceite y el gas contienen hidrocarburos ligeros (principalmente metano), hidrocarburos intermedios (etano a hexano) y componentes pesados (C_7+) en diferentes proporciones. Mientras que un gas asociado contiene más del 80% de metano y únicamente 0.5% de C_7+ .

Durante la inyección de gas, se lleva a cabo el intercambio de componentes de los fluidos, haciendo que las composiciones sean cada vez más parecidas, con el tiempo la interfase desaparece alcanzando la miscibilidad.

Para yacimientos de aceite pesado, se requiere inyectar un gas que contenga un alto porcentaje de hidrocarburos intermedios (C_2 a C_6), mientras que para un yacimiento de aceite ligero se recomienda la inyección de gas seco.

El intercambio de elementos está gobernado por la constante de equilibrio k_i de cada componente i . k_i es definida como Y_i/X_i , representa la relación de la fracción molecular Y_i del componente i en la fase de vapor, entre la fracción molecular X_i del mismo componente en la fase líquida.

La constante de equilibrio K_i , está en función de la presión, temperatura y presión de convergencia, P_k .

A bajos valores de k_i , indica que Y_i , está cercano a X_i , es decir, la composición de la fase de vapor está cercana a la de la fase líquida.

Las condiciones favorables para que el proyecto de recuperación secundaria sea exitoso son: bajas temperaturas y altas presiones.

5.4.3 Diagramas triangulares.

La miscibilidad termodinámica es descrita con más facilidad si se representan - mezclas complejas de hidrocarburos en grupos de tres componentes arbitrarios -- con propiedades termodinámicas similares:

- a) Componentes ligeros, principalmente metano C_1 y N_2
- b) Componentes intermedios, $C_2 - C_6$ y CO_2 , H_2S .
- c) Componentes pesados C_7^+ .

Escogiendo los tres componentes, se traza un triángulo equilátero y en cada ver tice se coloca un componente. Cada lado opuesto a los vértices corresponde al cero % del elemento correspondiente fig. 5.8.

Se coloca un punto M dentro del triángulo, este punto representa una mezcla de-- terminada. El contenido de metano es proporcional a la distancia que hay entre el punto M y el lado $C_7 - (C_2 - C_6)$, el contenido se lee en la escala del lado - opuesto al vértice C_7 , trazando una paralela al lado $C_7 - (C_2 - C_6)$.

El área del triángulo representa todas aquellas combinaciones que puedan exis-- tir de los tres componentes, como se muestra en la misma figura, los vértices - representan el 100% del componente correspondiente. En la figura 5.9, el siste-- ma de dos fases está comprendido en la parte izquierda del triángulo. El resto del área representa combinaciones de una sola fase.

La línea continua desde C' hasta el punto C, recibe el nombre de curva de burbu-- jeo, la línea interrumpida de C a C'' se le llama curva de rocío. El punto C se conoce como punto crítico. La línea A-B se le llama línea de unión. La zona V indica vapor y la zona L líquido. Hacia el lado derecho de la tangente, la - zona M, es la zona supercrítica.

En esta figura se muestran las relaciones de fase del proceso de inyección de - gas a alta presión. El punto P representa la composición del aceite del yaci-- miento y Q la composición del gas inyectado. Si se traza la línea PQ, se obser-- va que la mezcla se separa en un gas S y en un líquido T. Se ve que el gas S - es más rico en hidrocarburos intermedios que el gas Q. El gas S se mezcla con el aceite P dando como resultado el gas U y el líquido V, esto se repite hasta

alcanzar el punto C, a partir de este punto, cualquier mezcla del gas con aceite P queda dentro de la región de una sola fase obteniéndose así el desplazamiento miscible. En este caso, el diagrama indica que el aceite es bajo saturación con alto contenido de componentes intermedios.

5.4.4 Métodos básicos de desplazamiento miscible.

Inyección de gas a altas presiones.

Comunmente se emplean dos tipos de gas: gas natural y gas inerte.

Inyección de gas natural.

La figura 5.10, ilustra las condiciones de fase durante la inyección de gas a altas presiones. La composición inicial es representada por el punto G. La -- fig. 5.11, muestra varias etapas del frente en el yacimiento.

El punto O, corresponde a la composición del aceite. Al inicio de la inyección, el desplazamiento es no miscible, la composición del aceite residual O, delante y atrás del frente es la misma. El intercambio de fases se realiza a un tiempo dado en el que, g_1 es la composición del gas y O_1 es la composición del aceite, el gas se vuelve rico en componentes intermedios y pesados. El gas g_1 es desplazado por la subsecuente inyección de gas G (etapa 2). El gas g_1 entra nuevamente en contacto con el aceite del yacimiento y el resultado es g_2 y O_2 para el gas y aceite respectivamente, quedando ambos en equilibrio termodinámico, -- (etapa 3). El proceso se repite dando origen a un banco miscible que siempre estará en contacto con el aceite de la zona virgen, como se muestra en la etapa 4 de la figura 5.11.

En la vecindad de los pozos inyectoros, queda aceite residual que ha perdido sus componentes intermedios, debido al contacto continuo con el gas inyectado.

Inyección de gas inerte a altas presiones.

Una vez alcanzada la miscibilidad, el gas inyectado desplaza al frente miscible en el medio poroso. El primer volumen de gas inyectado debe ser alrededor del 5% del volumen poroso, suficiente para asegurar la miscibilidad con el aceite del yacimiento. El volumen de gas puede ser obtenido por la combustión de pequeños volúmenes de gas de los separadores, una desventaja es de que el gas cuen

ta con un factor de compresibilidad alto, además de que debe ser tratado y seca do incrementando los costos de operación.

Inyección de gas enriquecido.

Este tipo de inyección se lleva a cabo, cuando los hidrocarburos del yacimiento cuentan con una concentración baja de componentes intermedios. Se inyecta un gas con alto porcentaje de componentes de C_2 a C_6 , se alcanza la miscibilidad con el aceite del yacimiento bajo condiciones favorables.

Bache de propano.

Consiste en inyectar primeramente un volumen de propano que desplace de manera miscible al aceite del yacimiento a presiones bajas. El volumen de propano debe ser desplazado mediante un gas natural a la misma presión y temperatura, el bache de propano debe ser el necesario para mantener constante el desplazamiento miscible.

El factor principal para lograr un buen desplazamiento miscible, es que el volumen de inyección no se rompa antes de alcanzar los pozos productores. Por otra parte, la recuperación será baja si existe una canalización del gas por su alta movilidad.

La inyección del volumen adecuado de propano depende de la longitud, del volumen del yacimiento así como de la composición del aceite y de la presión en el frente, el volumen empleado va del 2 al 3% del volumen poroso.

Bache de alcohol.

La inyección de un bache de alcohol por delante, es muy parecido al método anterior, la diferencia entre ambos, es de que, con el bache de alcohol, no solo se desplaza el aceite, sino también se consigue desplazar el agua intersticial, debido a la miscibilidad con el alcohol. Su inyección es a alta presión.

Este método no puede ser utilizado en yacimientos someros, ya que se corre el riesgo de fracturar la formación por la presión a la que son inyectados tanto el fluido miscible como el desplazante.

El primer alcohol estudiado en el laboratorio es el isopropil.

Su desventaja radica en que es muy expansivo y absorbido rápidamente por el --

agua, que reduce la eficiencia de desplazamiento. Se requiere inyectar alrededor de un 13% del volumen poroso para lograr la recuperación total del aceite.

Otros estudios muestran que el isopropil puede ser reemplazado en las partes --- extremas del bache por el metil, colocando el isopropil en el centro del bache y en seguida desplazar el bache con cagua.

La miscibilidad depende de la composición del aceite desplazado y del tipo de - alcohol que se emplee, así como de la presión y temperatura del yacimiento.

Investigaciones en el laboratorio han demostrado que la mejor eficiencia se logra colocando en el bache, en la parte frontal de desplazamiento un alcohol que sea más soluble en el aceite y en la parte posterior colocar un alcohol más soluble en el agua.

Una combinación que reduce el volumen poroso en un 3%, es colocar en el frente de desplazamiento el butil normal, seguido del isopropil y del metil en proporciones iguales, dicha combinación no es utilizada por el costo elevado del butil normal.

5.5 Análisis P.V.T.

Durante el movimiento del aceite y gas a la superficie desde el yacimiento, experimentan cambios significativos en la presión y temperatura, provocando una - serie de modificaciones termodinámicas en las propiedades de los fluidos, resultando en muchos casos que los fluidos recolectados guardan poca o ninguna semejanza con los originales. Es necesario conocer la relación que existe entre -- los fluidos producidos y los que permanecen en el yacimiento.

Es de uso común llevar a cabo predicciones del comportamiento de los fluidos -- realizando estudios de laboratorio llamados análisis presión volumen temperatura más conocidos como análisis PVT, con fluidos representativos del yacimiento to.

Las técnicas o procedimientos seguidos en el laboratorio durante el análisis -- PVT, dependen del tipo de fluidos, de la temperatura y presión del yacimiento - que se desea simular.

Fundamentalmente, existen tres procedimientos para análisis PVT: 1) Convencional, 2) A volúmenes constante y 3) De simulación a condiciones de separación en el campo. Los dos primeros tratan de simular el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento y el último en la superficie.

Cuando la presión del yacimiento sea mayor o igual a la presión de burbujeo de los hidrocarburos, estos estarán en una sola fase. Es válido suponer que la composición de la mezcla, a condiciones de yacimiento, que fluye hacia los pozos productores, es la misma que permanece en el medio poroso. En el laboratorio, la simulación de esta etapa de agotamiento de presión a temperatura constante se realiza mediante la prueba denominada "Separación Flash".

Cuando la presión del yacimiento alcanza la presión de burbujeo, se empieza a formar una segunda fase, que provoca cambios sustanciales en la composición de los fluidos producidos. En yacimientos de aceite de bajo o alto encogimiento, se inicia la liberación de gas en forma de burbujas que van creciendo conforme se reduce la presión, formando una fase continua, que se mueve hacia los pozos productores acompañando la fase líquida.

La simulación en el laboratorio de esta etapa de agotamiento de presión, se lleva a cabo mediante el proceso denominado "Separación Diferencial" convencional o mediante la separación diferencial a volumen constante.

5.5.1 Separación flash.

Consiste en expandir isotérmicamente una muestra representativa de los fluidos, transferida a una celda de análisis PVT, mantenida a temperatura constante, la del yacimiento. Después de cada decremento de presión se permite que el sistema alcance condiciones de equilibrio termodinámico, antes de registrar los cambios volumétricos que haya experimentado. Durante todo el proceso la composición del sistema permanece constante. La prueba termina cuando se alcanza la presión de saturación, o bien, puede continuarse a presiones menores.

En la fig. 5.12, se muestra en forma esquemática el proceso.

5.5.2 Separación Diferencial.

Convencional. Se inicia a partir de la presión de burbujeo, disminuyendo la presión por etapas. Una vez alcanzado el equilibrio, se extrae todo el gas liberado en la celda, manteniendo constante la presión durante la extracción. El gas extraído en cada etapa, se le mide su volumen y densidad relativa a condiciones de laboratorio, así como su composición mediante un análisis cromatográfico. El proceso termina cuando se alcanza la presión atmosférica.

Este proceso describe el comportamiento de fluidos, en yacimientos donde la mayoría del gas liberado es producido junto con el líquido. En la fig. 5.13 se muestra esquemáticamente una etapa de la separación diferencial.

A volumen constante. Los yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento, se caracterizan porque decrementos pequeños de la presión, por abajo de la de burbujeo, experimentan reducciones significativas en la fase líquida y la formación de una fase gaseosa, la cual crece rápidamente fluyendo parte simultánea con el aceite hacia los pozos productores, o bien, hacia la cima de la formación.

El análisis PVT, para este tipo de yacimientos, se diferencia del convencional, en que durante el agotamiento se extrae solo una parte del gas liberado, manteniendo al final de cada etapa de agotamiento, un volumen igual al ocupado por la muestra a la presión de burbujeo o de rocío, dicho volumen está formado por aceite y gas disuelto, más un casquete de gas cada vez más grande, como se muestra en la fig. 5.14.

Método para simular condiciones de separación en el campo. Este análisis permite en una muestra dada, variar las condiciones de presión y temperatura de operación de los separadores en el campo, para obtener las condiciones óptimas de operación. fig. 5.15.

Con los datos registrados durante la prueba de separación diferencial, se determina para cada etapa de presión, el volumen de líquido y de gas en equilibrio, el volumen y densidad relativa del gas extraído a condiciones de laboratorio y la densidad y volumen del líquido residual; con los cuales es posible calcular, en función de la presión, los factores de volúmenes del aceite y del gas, la --

relación de solubilidad, el factor de volumen de la fase mixta, la densidad del aceite saturado, la densidad relativa del gas, la compresibilidad del líquido y el factor de desviación Z.

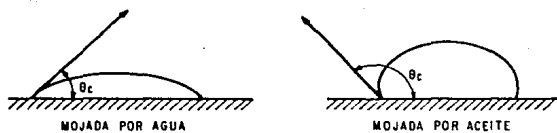


FIG. 5.1

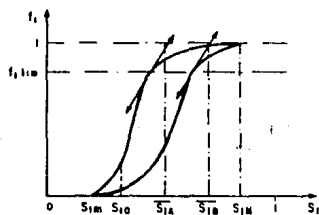


FIG. 5.2

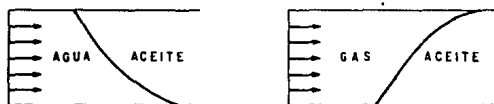


FIG. 5.3

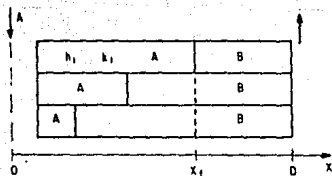


FIG. 5.4

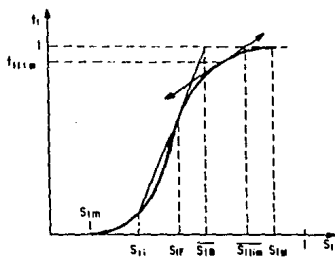


FIG. 5.5

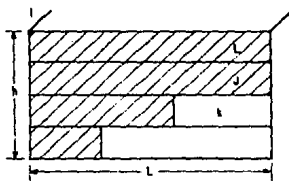


FIG. 5.6

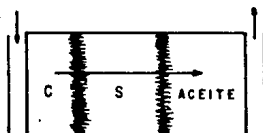


FIG. 5.7

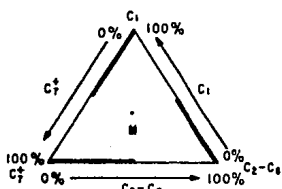


FIG. 5.8

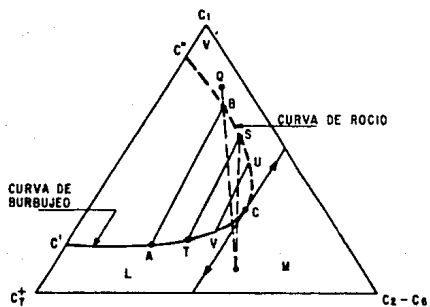


FIG. 5.9

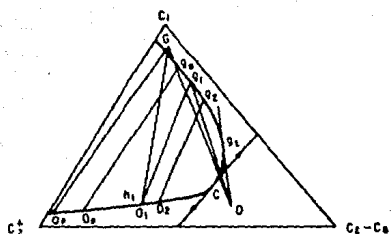


FIG. 5.10

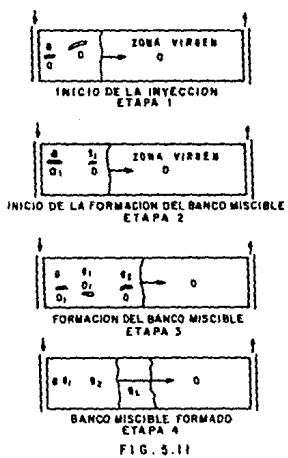


FIG. 5.11

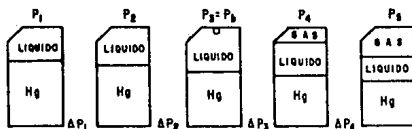


FIG. 5.12.- PROCESO DE SEPARACION FLASH A TEMPERATURA Y COMPOSICION CONSTANTE.

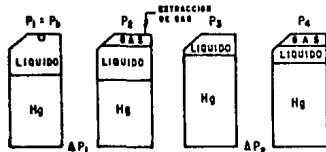


FIG. 5.13.- PROCESO DE SEPARACION DIFERENCIAL CONVENCIONAL A TEMPERATURA CONSTANTE.

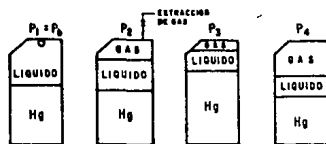


FIG. 5.14.- PROCESO DE SEPARACION DIFERENCIAL A VOLUMEN CONSTANTE A $T = T_y$.

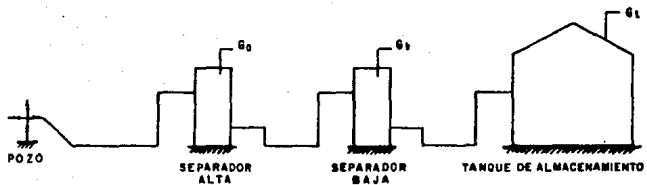


FIG. 5.15.- SIMULACION DE CONDICIONES DE OPERACION EN EL CAMPO.

Nomenclatura:

Bo, Bg, Bw	Factores de volumen del aceite, gas y agua respectivamente.
C	Capacidad de flujo.
Ce	Compresibilidad efectiva.
Co, Cg, Cw	Compresibilidad del aceite, gas y agua respectivamente.
Ef	Expansión de los fluidos (aceite, agua)
Es	Expansión de los sólidos
g	Gravedad.
Ho, Hw, Hg	Potencial de flujo en aceite, agua y gas.
hi	Espesor del estrato i
J'	Indice de productividad inicial.
J	Indice de productividad.
K	Permeabilidad
Kr ₁	Permeabilidad relativa al fluido 1
Kr ₂	Permeabilidad relativa al fluido 2
L.	Longitud entre pozos.
C	Ancho de la formación.
m	Relación del volumen original de gas a c.y., al volumen original de aceite a c.y.
N	Volumen original de aceite a c.s.
Pd	Presión en la línea de descarga.
Pwf	Presión de fondo fluyendo.
Qi	Gasto de inyección de gas.
Qo	Gasto de aceite.
r	Radio.
re	Radio de drene.
rw	Radio del pozo.
Rec	Recuperación de hidrocarburos a c.s.
Rec j	Recuperación al perfilo j
Rp	Relación gas-aceite producido.
Rs	Relación de solubilidad.
So	Saturación de aceite.
Sor	Saturación residual de aceite.
Sw	Saturación de agua.
Vc	Velocidad crítica.

V _{pi}	Volumen de poros inicial.
V _o	Volumen de aceite.
W _e	Entrada neta de agua.
WOR	Relación agua-aceite.
W _p	Volumen de agua producida.
A'P	Diferencia de presiones.
$\Delta \rho$	Diferencia de densidades
α	Angulo de echado.
ϕ	Porosidad.
μ	Viscosidad
μ_o	Viscosidad del aceite.
μ_1	Viscosidad del fluido 1
μ_2	Viscosidad del fluido 2

CONCLUSIONES

1. Para confirmar la existencia de hidrocarburos acumulados, se requiere realizar estudios geológicos previos y en todo caso, será el sondeo mecánico el único que permitirá conocer las condiciones reales del subsuelo.
2. Conociendo los datos de profundidad, forma y tamaño del yacimiento, se pueden programar adecuadamente la perforación del número de pozos para explotación racional de los fluidos del yacimiento.
3. La estimación de las reservas de una formación almacenadora, que inicialmente se hace por lo general con el modelo más sencillo de "Balance de Materia", tiene un carácter dinámico, y se van modificando al contarse con información posterior.
4. Toda la etapa productiva de los pozos de un yacimiento, debe ser continuamente vigilada, es decir, tratar de que únicamente se produzcan los fluidos deseados.
5. Durante la vida fluyente de los pozos lo más recomendable, es mantener, por el mayor tiempo posible, la presión de flujo del yacimiento, bien sea por sí misma o a través de algún o algunos de los métodos de producción artificial.
6. Cuando la energía propia del yacimiento no es suficiente y se cambia a un método de recuperación secundaria, este se debe basar en criterios técnicos y económicos.
7. Las características de los pozos productores e inyectores, deben ser supervisadas constantemente, ya que de ellas depende en gran medida que la recuperación de los hidrocarburos sea lo más alto posible.

REFERENCIAS:

- Gilbert W.E. "Flowing and gas-lift well performance", API.
Drill. Prod. Practice, 1954.
- Standing M.B. "Concerning the calculation of Inflow performance of well Producing
from Solution Gas Drive Reservoirs", JPT. Sept. 1971.
- Vogel J.V., "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells", JPT. -
1968.

BIBLIOGRAFIA:

- Brown K.E. et al. "The Technology of Artificial Lift Methods."
Petroleum Publishing Co. Vol. 2a.
- Garaicochea, Petrirena F. "Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos". Fac. -
de Ingeniería UNAM.
- Gómez Cabrera J.A. "Apuntes de Producción de Pozos I". Fac. de Ingeniería.
UNAM 1985.
- Latil M. "Enhanced Oil Recovery", Gulf Publishing Co. 1980.
- Meléndez B. "Geología", Madrid. 1981.
- Nind T.E.W. "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros",
Limusa. 1987.
- Notas de Clase. Producción de Pozos II.
- Petroleum Extension Service. "Petroleum Geology and Reservoirs".
The University of Texas at Austin. Lesson 2. 1971.
- Pirson S.J. "Oil Reservoir Engineering". Mc Graw-Hill. 2a. ed. 1958
- Sánchez Trejo A. "Geología de Explotación". IMP. 1984.
- Slider H.C. "Petroleum Reservoir Engineering Methods". Petroleum Publishing Co.
Tulsa, Oklahoma. 1976.
- Yacimientos, notas de clase. De laboratorios