EXPLOTACION DE CAMPOS PETROLEROS

Por el Ing. ALFONSO BARNETCHE, M. S. G. M.

El desarrollo de un campo petrolero depende, en su manera de llevarlo a cabo, principalmente de las condiciones geológicas y físicas que lo afectan.

Hay necesidad, entonces, de analizar con mucho cuidado las características de la roca receptora y de las capas superiores, así como las de la estructura.

CONDICIONES GEOLOGICAS BAJO LAS CUALES EXISTEN LOS CAMPOS PETROLEROS

Las condiciones geológicas indispensables para la existencia de un campo petrolero son:

- 1) Un estrato poroso o agrietado capaz de contener petróleo.
- 2) Una cubierta suficientemente impermeable para prevenir, o cuando menos, retardar la migración hacia arriba del petróleo.
- 3) Una estructura geológica de manera que permita la acumulación del petróleo en su migración hacia arriba.

ROCA RECEPTORA.—El petróleo, en la mayor parte de las veces, se encuentra en arenas más o menos consolidadas y en calizas. Las arenas varían considerablemente en lo que respecta a porosidad, permeabilidad, etc., desde casi una roca compacta a un material completamente suelto. Las calizas no son

propinamente rocas porosas, sino que presentan zonas agrietadas a lo largo de los planos de falla, fracturas secundarias y principalmente cavernas y conductos de solución, formados por aguas circulantes antes de la migración del aceite. Generalmente, en un campo petrolero cuya producción se obtiene de una roca caliza, los pozos se afectan unos a los otros, lo que prueba la intercomunicación de las acumulaciones de petróleo. Posteriormente, se discutirá este punto con mayor amplitud y con referencia a la división que puede hacerse de los campos petroleros con respecto al modo de explotarlos.

CUBIERTA IMPERMEABLE.—Respecto a la cubierta impermeable indispensable para la existencia de una acumulación aceítica, debe entenderse que la impermeabilidad es solamente relativa. En muchos campos se observa que el petróleo y el gas han emigrado hacia arriba, a través de la cubierta y si se tiene en cuenta que una de las teorías de la acumulación del petróleo implica la penetración de ella por el agua (en tiempos geológicos), se comprende que el papel a que está sometida es de meramente retardar el escape hasta la superficie. Se puede decir, por lo tanto, que la función de la cubierta es ser lo suficientemente impermeable para impedir la rápida migración del petróleo y del gas hacia arriba.

ESTRUCTURA.—Aunque se ha encontrado un gran número de diferentes tipos de estructuras favorables a la acumulación del petróleo en cantidades comerciales, todos ellos pueden asimilarse, desde un punto de vista ideal, al caso de un domo.

Al hablar de la estructura de un campo es importante considerar también como parte de ella la zona de captación, y no sólo al domo donde propiamente se halla la acumulación.

Figura 1.

Tanto la zona de acumulación como la zona de captación están representadas esquemáticamente en la figura 1. La presión existente en la zona de acumulación es equivalente a la presión hidrostática correspondiente a la altura h , siempre que las condiciones de equilibrio no sean rotas.

Teniendo presente el concepto anterior, si se extrae una cierta cantidad de petróleo de la zona de acumulación, el agua se movería en el sentido del echado del estrato permeable, bajo la influencia de la carga hidrostática y de esta manera reemplazaría al aceite retirado. En la práctica se encuentra que este fenómeno se verifica de dos distintos modos:

a) En la mayoría de las zonas de acumulación, cuando el petróleo y el gas se extraen, el agua de contacto (**edge water**) no avanza tan rápidamente para ocupar el vacío dejado. El hecho de que el avance no se efectúe rápidamente, es un fenómeno muy complicado que depende de la relación que existe entre la permeabilidad, ya sea local o regional, y la carga hidrostática. Puede ser que posteriormente a la acumulación del petróleo, la permeabilidad del estrato productor, fuera de la zona ocupada por el aceite, se haya reducido o aun desaparecido por la cementación natural de las arenas, ocasionada por el depósito de sales llevadas en solución, o que, como lo han sugerido varios autores, el contacto entre arena, agua y petróleo en un límite impreciso y con una sustancia resultante de mucha mayor viscosidad, incrementa grandemente la resistencia al movimiento del agua dentro de una arena impregnada de aceite. A veces, el agua, al penetrar una arena aceitífera puede tapar los huecos al depositar en ellos materia coloidal. En muchos casos, sin embargo, es innecesario hacer estas suposiciones siendo la explicación sencillamente que la permeabilidad del estrato desde un afloramiento hasta el contacto con el petróleo, no permite bajo la carga h , producir una corriente de agua igual al petróleo que se está extrayendo.

b) También se encuentran casos en la práctica que demuestran que al retirar de una zona de acumulación un volumen de petróleo, el agua de contacto avanza tan rápidamente que ocupa el lugar dejado en un tiempo tal que, la explotación se pue-

de llevar a cabo hasta dejar substituído el petróleo, por un volumen igual de agua.

Sin embargo, las presiones existentes en los diversos campos no siempre concuerdan con la *carga hidrostática* que debieran tener, lo cual puede explicarse diciendo que el estado *de equilibrio todavía no era alcanzado* cuando comenzó la explotación.

TIPOS DE RECEPTACULOS

De las consideraciones expuestas anteriormente se puede tomar una base que sirva para dividir los receptáculos en dos tipos:

- a) Receptáculos en los cuales al extraerse el petróleo y el gas, el agua avanza rápidamente.
- b) Receptáculos en los cuales el agua no avanza rápidamente al extraerse el petróleo y el gas.

Esta división es mucho más práctica que la adoptada por muchos autores que *dividen los receptáculos en aquellos de capilaridad, de control hidráulico y de control volumétrico.*

Al *adoptar* esta clasificación en sólo dos tipos, debe entenderse que en la práctica existen todas las gradaciones posibles entre ellos y que, además, el tipo de avance rápido no existe realmente, haciendo caso a su más amplia significación.

Los métodos de explotación en uno y otro tipo varían radicalmente, aunque hay muchos campos que presentan problemas comunes a ambos.

Por otra parte, los receptáculos pueden *dividirse en tres* tipos basándose en la naturaleza de la roca que contiene al petróleo.

Probablemente el tipo más común de receptáculos es el que *corresponde al tipo "poroso"* que es aquél en el cual el petróleo se encuentra alojado en espacios muy pequeños. Las arenas son la *clase de estratos* que más comunmente originan este tipo de receptáculos, aunque algunas veces las calizas y dolomitas también dan lugar a él.

Otros receptáculos son del tipo "cavernoso", en el cual la porosidad existe en forma de cavernas más o menos grandes, o

de canales formadas por solución, como ocurre en las calizas, dolomitas y sal. Las calizas que han estado expuestas a erosión y después han sido sepultadas y cubiertas por sedimentos más recientes, en muchos casos han producido receptáculos de petróleo del tipo cavernoso. Los canales de solución pueden variar de dimensiones muy reducidas a verdaderas cavernas tan grandes, que muchas veces la barrena de perforación cae varios metros en el vacío cuando está siendo atacada una roca de esta naturaleza.

El tercer tipo o sea el de "fisuras" es aquel en el cual la porosidad es debida a grietas y fisuras, las cuales pueden existir en rocas impermeables y compactas como son las pizarras y las calizas.

Por el efecto causado en un pozo perforado en un receptáculo de los dos últimos tipos, éstos pueden agruparse en uno sólo, porque en ambos las aberturas son relativamente grandes y el escurrimiento a través de ellas, es casi libre y no está sujeto a seria interferencia por efecto de la capilaridad.

MOVIMIENTO DEL GAS Y DEL PETROLEO A TRAVES DE LOS ESTRATOS QUE LOS CONTIENEN

Un receptáculo constituido por formaciones conteniendo petróleo y gas tiene dimensiones definidas, y está cargado con una cantidad dada de petróleo y gas bajo una cierta presión antes de que el equilibrio se rompa, ya sea por medios naturales o por medio de la perforación de pozos. Durante la vida productiva del campo ninguna cantidad apreciable de petróleo o de gas se añaden al receptáculo por medios naturales, ni hay un incremento en la presión original debido a causas naturales. Es por ésto, que dicha presión debe usarse de la manera más racional para obtener la máxima cantidad de petróleo.

En su estado original, en un campo productor de petróleo, virgen, los varios hidrocarburos que forman el gas natural existen en cuatro fases separadas:

- 1) Gas disuelto en el petróleo.
- 2) Gas libre mezclado en los vacíos de la roca con el petró-

leo, o localizado arriba en las partes estructuralmente altas de la formación productora.

3) Gas en estado líquido.

4) Gas adsorbido.

Puesto que la presión del receptáculo en muchos campos petroleros está muy arriba de la presión crítica de algunos de los constituyentes del gas natural, resulta que hidrocarburos que son gas a la presión y temperatura atmosféricas, son líquidos en el receptáculo. El gas natural es una mezcla de metano o hidrocarburos más pesados, algunos de los cuales se licúan por presión. El metano, por ejemplo, no podría licuarse a ninguna presión en un pozo porque la temperatura en ellos nunca es tan baja que alcance su temperatura crítica; y el etano se puede licuar sólo cuando la temperatura sea inferior a 35° C. Todos los otros gases que constituyen el gas natural pueden fácilmente existir como líquidos en formaciones aceítíferas.

Cuando el equilibrio se rompe por la perforación de un pozo, el petróleo y el gas tienden a moverse hacia él, resultando un fenómeno muy complejo, tanto más cuando no se conocen exactamente las condiciones en las cuales se verifica.

En un simple tubo capilar la velocidad de escurrimiento de un líquido es directamente proporcional a la cuarta potencia del radio, directamente proporcional a la presión diferencial por unidad de longitud e inversamente proporcional a la viscosidad. En un escurrimiento viscoso, la velocidad es directamente proporcional al cuadrado del diámetro del tubo y a la presión diferencial e inversamente proporcional a la viscosidad. Y en un régimen turbulento, el cuadrado de la velocidad es directamente proporcional a la presión diferencial y al cuadrado del diámetro e inversamente proporcional a la viscosidad.

Se ve, pues, que el escurrimiento a través de un estrato conteniendo petróleo y gas depende de la forma de él, es decir, de la naturaleza y de la forma de sus vacíos. El escurrimiento en un tubo capilar es diferente del de un tubo de mayores dimensiones, y ambos casos diferirán notablemente del escurrimiento radial que se verifica en un pozo, pero siempre dicho escurrimiento obedecerá las tres siguientes leyes:

- a) El gasto es proporcional a la presión diferencial.
- b) El gasto es inversamente proporcional a la viscosidad.
- c) El gasto es proporcional a la permeabilidad del receptáculo.

PRESION DIFERENCIAL.—Cuando un pozo se perfora en un receptáculo de petróleo y éste comienza a escurrir de la roca receptora, las condiciones originales de aquél sufren un cambio. La reducción en presión permite que el gas se desprenda del petróleo en forma de burbujas diminutas, si el agua de contacto no avanza rápidamente y forza al petróleo a escurrir dentro del pozo; pero, si el agua avanza rápidamente la presión permanece constante, aportando ella la energía necesaria para el escurrimiento. Naturalmente, que en cualesquiera de los dos casos hay desprendimiento de gas del petróleo, si éste está tan saturado que un pequeño descenso en la presión baste para causarlo; pero en el primer caso es la sola energía del gas la que provoca el escurrimiento, mientras que en el segundo es casi totalmente la presión hidráulica.

VISCOSIDAD.—La viscosidad está influenciada por la temperatura y por la cantidad de gas en solución, la cual depende a su vez de la presión y de la misma temperatura.

Puesto que la viscosidad aumenta con el descenso en temperatura, es importante tratar de que ésta no baje dentro del estrato productor. La relación entre la temperatura y la viscosidad, no es una línea recta y muchos petróleos experimentalmente han mostrado una cierta temperatura que marca un límite abajo del cual, la viscosidad aumenta mucho más rápidamente para un mismo descenso en la temperatura. Este fenómeno, es muy común en petróleos que tienen un alto porcentaje de grasas y parafinas. Prácticamente, no se ha podido aumentar la temperatura del petróleo dentro del receptáculo que lo contiene, pero se puede procurar que el descenso de ella sea muy pequeño, al expansionarse el gas que viene en solución al pasar de una presión a otra más baja, haciendo que la diferencia de presiones no sea causa de un desprendimiento exagerado de gas. Generalmente, el efecto de la expansión del gas es muy

poco perceptible, por ser la diferencia de masas entre él y el petróleo muy grande.

El papel que juega el gas natural en la producción de petróleo es doble; primero, el gas disuelto en el petróleo le da propiedades que permiten su fácil extracción, y segundo, en la mayoría de los casos su expansión aporta la energía necesaria para impeler al petróleo dentro del pozo y llevarlo hasta la superficie del terreno. Este último papel que juega el gas que acompaña al petróleo, es de menor importancia en aquellos campos en los cuales el agua avanza rápidamente.

Por experimentos de laboratorio se ha encontrado que el gas disuelto en petróleo crudo disminuye la viscosidad y la tensión superficial de éste, facilitando así su extracción al disminuir la energía necesaria para moverlo.

La cantidad de gas disuelto en un petróleo crudo es directamente proporcional a la presión del gas. Beecher y Parkhurst, que han hecho experiencias sobre este asunto, han encontrado que saturando un petróleo crudo dado con gas natural a una presión de 34 kg./cm.² y a 21° C. la viscosidad se redujo en un 50 por ciento. Si se supone que la presión se aumenta a 130 kg./cm.², que es la generalmente encontrada en receptáculos de una profundidad media, el gas que se podría disolver en ese mismo petróleo crudo, reduciría la viscosidad hasta que fuera igual a la de la kerosina.

El cambio en viscosidad de un petróleo depende de la cantidad de gas disuelto y del carácter, tanto del gas como del mismo petróleo. Un petróleo crudo de alta viscosidad inicial, sufre un cambio apreciable aun con pequeñas cantidades de gas disuelto, mientras que un crudo con una baja viscosidad inicial, sufre solamente un pequeño cambio cuando varias veces la misma cantidad de gas se disuelve.

La viscosidad de un petróleo crudo decrece cuando la temperatura incrementa, y a más altas temperaturas menos gas se disolverá en él, si las otras condiciones permanecen constantes. Sin embargo, el descenso relativo en viscosidad es aproximadamente el mismo para un volumen igual de un gas determinado, disuelto en el petróleo a diferentes temperaturas.

El gas disuelto reduce la tensión superficial del petróleo, habiendo una marcada relación entre el porcentaje de reducción en la tensión superficial y el volumen de gas disuelto. Beecher y Parkhurst han encontrado que volúmenes iguales del mismo gas, disueltos en dos diferentes petróleos, causan el mismo relativo descenso en tensión superficial.

Es bien sabido que un gran porcentaje del petróleo, no puede extraerse de los campos que lo producen en arenas debido a la capilaridad, la cual es una medida de la tensión superficial.

La tensión superficial, y de igual manera la fuerza capilar, se incrementa cuando el gas disuelto en el petróleo escapa.

La formación de emulsiones y la intensidad del efecto de Jamin dependen de que exista una tensión superficial elevada. Una emulsión es más fácil de formarse cuando hay una gran tensión superficial, lo cual es muy perjudicial debido a que la separación del agua y el petróleo es muy costosa. El efecto de Jamin sólo estorba una fácil salida del petróleo, cuando la roca productora es del tipo poroso y hay formación de burbujas de gas.

PERMEABILIDAD.—La permeabilidad, que no debe confundirse con la porosidad, es uno de los factores más importantes que gobiernan el escurrimiento de petróleo hacia el pozo. Ahora, es una práctica muy común hacer estimaciones del valor de la permeabilidad de la roca productora, especialmente cuando ésta es una arena.

Puede decirse que, casi exclusivamente de la permeabilidad de la roca productora, depende el funcionamiento del pozo de petróleo. Si ésta es del tipo cavernos o de fisuras, resulta un campo en el cual la energía necesaria para extraer el petróleo es principalmente debida a la energía hidráulica, y si es del tipo poroso, el gas que viene en solución aportará esa energía.

La permeabilidad de un receptáculo puede modificarse por medios artificiales, haciendo explotar dentro del pozo una carga de dinamita que sea capaz de causar grietas o canales, que facilitan el movimiento del petróleo, lo cual se ve con frecuencia en campos cuya producción viene de calizas. Muchas veces, también, cuando la roca productora es una arena, puede modificar-

se la permeabilidad por la formación de canales dentro de ella, dejando escurrir el pozo a su máxima capacidad al empezar a producir.

En resumen, las fuerzas resistentes al escurrimiento del petróleo hacia los pozos pueden dividirse en dos clases: internas y externas. Las resistencias internas son: primera, el resultado de la viscosidad del petróleo mismo, incrementado sin duda, en algunos casos por la presencia de partículas de arcilla finamente divididas o de sílice coloide, lo cual a menudo manifiesta ser más tarde un agente emulsificante; y segunda, el fenómeno conocido como el efecto de Jamin, en el cual la resistencia es aumentada por la tensión superficial de la película de petróleo que rodea a las burbujas de gas. Para forzar a las burbujas a través de aberturas más pequeñas que ella, es necesario deformarla de su primitiva forma esferoidal; tal deformación es resistida por la tensión superficial de la película de petróleo y para vencer dicha resistencia, debe gastarse cierta energía.

Las resistencias externas al escurrimiento dependen del carácter de la roca productora, de su fineza, uniformidad, etc., y demás propiedades que afectan la forma, tamaño y pulimento de los conductos a través de los cuales debe moverse el petróleo. *Las resistencias externas varían también con la rapidez con que se mueve el petróleo en razón directa a una potencia, mayor que la primera, de la velocidad.* Por lo mismo la intensidad de producción afecta seriamente la cantidad de energía consumida por metro cúbico de petróleo extraído, correspondiente a resistencias externas al escurrimiento.

La adhesión del petróleo a las paredes de los conductos o vacíos de la roca productora, cuando son suficientemente pequeños, da origen a la resistencia capilar.

Como se ha visto, un cierto trabajo es necesario para mover el petróleo contra los efectos combinados de la resistencia friccional del material de la formación contenedora, de la viscosidad del petróleo y de la resistencia de las burbujas de gas. Cuando la principal fuente de energía para llevar a cabo este trabajo, es la expansión del gas que acompaña al petróleo, la cantidad de gas producido con un metro cúbico de petróleo se ha considerado como una medida de la cantidad de trabajo des-

arrollado. Pero, cuando el movimiento del petróleo se debe al empuje hidráulico únicamente, la cantidad de gas que se obtiene por metro cúbico es la misma que hay en el receptáculo. Como esto nunca se verifica prácticamente, sino que siempre la relación gas-petróleo es mayor en el petróleo extraído que en el del receptáculo, dicha relación indica el grado de aprovechamiento que se está haciendo de la presión hidrostática.

De las consideraciones anteriores se desprende que, cualquiera que sea el tipo del receptáculo, debe procurarse que la relación gas-petróleo sea lo menor posible, para que, además, de no desperdiciar su fuerza expulsiva, la pérdida de gas no traiga consigo el aumento de la viscosidad y de la tensión superficial del petróleo.

La comparación de la eficiencia de los pozos y de los campos puede hacerse, por lo tanto, teniendo como base la relación gas-petróleo. Tal comparación es posible solamente cuando la presión en el estrato productor es la misma, puesto que la cantidad de trabajo hecho varía no solamente con la cantidad de gas, sino con el producto de esta cantidad y la reducción de presión. Comparando los métodos de producción en un mismo pozo, el volumen solo puede usarse como índice, pero la comparación de la relación gas-petróleo entre campos o entre pozos situados en diferentes zonas de un mismo campo, puede hacerse solamente tomando en cuenta las presiones en el receptáculo, las profundidades y otros factores que afectan la cantidad de trabajo desarrollado por un metro cúbico de gas.

La propia utilización de la energía del gas en un campo, generalmente, requiere una variación de los métodos de operación de pozo a pozo. Por cada pozo hay una presión diferencial crítica, como resultante de dicha presión, la cual dará la más económica cantidad de escurrimiento de petróleo hacia el pozo. El problema consiste en controlar la contrapresión en cada pozo, de manera que, el gas que escapa de la formación productora lleve la máxima cantidad de petróleo al pozo. El método más eficiente de utilización del gas será aquel en el cual la relación gas-petróleo, se aproxime más a la cantidad de gas disuelto en el petróleo a la presión que existe en la formación que lo contiene.

En los campos en los cuales el agua avanza cuando se extrae el petróleo, la contrapresión tiene por objeto, más que evitar la pérdida de gas, que no tiene mucha importancia como agente expulsivo, procurar que el agua no invada rápidamente el pozo formando emulsiones que incrementan mucho el costo de explotación del petróleo. El efecto de la contrapresión es reducir la cantidad de escurrimiento, y por lo tanto, la velocidad del petróleo en los conductos de la formación productora.

Si en una caliza productora de petróleo el agua está muy cerca de un pozo, al abrir la válvula a toda la capacidad se produce en ella un escurrimiento demasiado rápido que origina la formación de un cono de agua salada. En la figura N° 2 puede

Figura 2.

apreciarse que el agua puede alcanzar con mayor facilidad el pozo, venciendo la diferencia de densidades, si la velocidad de escurrimiento es suficientemente grande para provocar mayor resistencia al movimiento lateral del petróleo, puesto que tiene que recorrer una distancia mayor. El resultado es que se obtenga en la superficie un petróleo emulsificado, cuyo valor es mucho menor que estando exento de agua.

Aplicando una contrapresión, en los casos como el mencionado, se consigue una menor velocidad de éscurrecimiento, disminuyendo de este modo las resistencias externas, con lo cual se evita que el agua llegue al pozo antes de que su nivel normal suba lo suficiente. Cuando un pozo ha comenzado a salarse, lo conveniente es cerrar completamente la válvula, consiguiendo de este modo que los niveles normales se restablezcan en un período de tiempo razonable, pudiendo luego abrirla poco a poco.

ESPACIAMIENTO DE LOS POZOS EN UN CAMPO PETROLIFERO

En un receptáculo muy permeable, donde el agua lateral avanza estrictamente de acuerdo con la extracción de aceite y gas, el mejor espaciamiento dependería de:

a) La mayor o menor cantidad de petróleo, por día, que se proyecta extraer.

b) La extensión hasta la cual el receptáculo es uniforme en textura.

Teóricamente, teniendo la seguridad de que un receptáculo era absolutamente uniforme en textura, y que el agua lateral avanzara regularmente a medida que se retirara el petróleo, sería posible drenarlo totalmente con un pozo a una hilera de pozos en la parte más alta de la estructura. Sin duda, que tal clase de receptáculos no existe, y en la práctica, además, de considerar la intensidad requerida con que debe extraerse el petróleo, debe tenerse cuidado de espaciar los pozos en tal forma que aseguren un avance del agua lateral, desde las márgenes del campo y que pueda evitarse la pérdida de aceite en cavernas o fisuras, a consecuencia de un avance irregular. En receptáculos de esta clase es imposible dar una ley que ligue el número de pozos y la cantidad total de petróleo obtenida.

En receptáculos donde el agua no avanza rápidamente cuando se está extrayendo el petróleo y en los cuales el gas es el factor controlador, es posible que exista alguna relación entre la densidad de pozos perforados y la cantidad total de petróleo por hectárea, obtenido. Si para un receptáculo dado se puede

obtener esta relación, sería una cosa muy fácil encontrar el mejor espaciamiento de los pozos. Este espaciamiento varía directamente en función de:

- a) Profundidad.
- b) Costo de perforación por metro.
- c) Costo de extracción.

Y inversamente de:

- d) Valor del petróleo en la boca del pozo.
- e) Espesor de la arena o arenas que drena un pozo.
- f) Aceite obtenible en un metro cúbico de arena.

En la práctica es muy difícil encontrar para un receptáculo dado la relación entre la densidad de perforación y la cantidad de petróleo obtenido por hectárea. En las principales dificultades existentes se encuentran:

1) El hecho de que los primeros pozos perforados en un receptáculo cuando las presiones son altas, dan mucho más petróleo que los pozos subsiguientes.

2) El hecho de que las diferentes partes de un receptáculo pueden, debido a sus posiciones estructurales, dar diferentes cantidades de petróleo por hectárea, independientemente del asunto del espaciamiento de los pozos.

3) El hecho de que en muchos campos la distancia entre los pozos está determinada por competencia y condiciones de concesión.

Y posiblemente la mayor dificultad de todas es que el mejor espaciamiento no puede escogerse, sino después que varios han sido ensayados con anterioridad, estando, por lo tanto, muy avanzado el desarrollo del campo.

México, D. F., abril de 1937.