

MEDICIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA

Osvaldo Ucha, Pablo Sánchez, Rodolfo Mason, Ingrid Ljungmann
XYCON-FLOX S.A.

RESUMEN

En la mayoría de los pozos petroleros, la producción primaria es efectuada por una perforación con el método rotatorio. Por ello, cuando se perfora un pozo que llega hasta una acumulación de petróleo a presión, el petróleo fluye hacia la superficie. La mayoría de los petróleos contienen una cantidad significativa de gas natural en solución, que se mantiene disuelto debido a las altas presiones del depósito. Cuando el petróleo pasa a una zona de menor presión; el gas deja de estar disuelto y comienza a expandirse y consecuentemente disminuye su densidad lo cual permite un transporte por ambos efectos (diferencia de presión pozo-atmósfera y cambio de densidad). La circulación del fluido puede ser natural (pozo surgente) o por bombeo.

Recuperación mejorada de petróleo.

Cuando la producción primaria se acerca a su límite económico es posible que sólo se haya extraído solo un porcentaje del crudo almacenado, que en ningún caso supera el 20 a 30%. Los sistemas complementarios, conocidos como tecnología de recuperación mejorada de petróleo, pueden aumentar la recuperación de crudo, pero sólo con el coste adicional de suministrar energía externa al depósito consecuentemente la recuperación de crudo alcanza una media global del 60% del petróleo existente en el pozo. En la actualidad los sistemas complementarios que se emplean son entre otros: **la inyección de agua**, disolventes miscibles, gases hidrocarbonados o gas carbónico como también agua con sosa, tensoactivos o polímeros hidrosolubles y vapor.

Inyección de agua: el agua desplaza físicamente al petróleo y eleva la presión del pozo.

La medición del caudal de agua, soluciones o emulsiones, en los métodos antes mencionados, se efectúa satisfactoriamente con medidores electromagnéticos, caudalímetros a turbina o medidores ultrasónicos.

- Los medidores **electromagnéticos** son dispositivos de medición volumétrica muy versátiles, robustos, exactos (0,2 a 0,5% de error), señal de salida linealizada y fácil calibración. Desde el punto de vista del fluido, pueden medir fluidos con elevada densidad, con sólidos, independiente de las condiciones del fluido (temperatura, viscosidad). y presentan pérdida de carga muy baja, la única salvedad es que el fluido debe tener un valor conductividad eléctrica mínima. El mantenimiento de estas unidades es mínimo ya que no tiene partes móviles. Para este tipo de medidores de flujo es necesario tener la tubería siempre llena.
- Los **medidores a turbina:** son equipos en los cuales el fluido imparte la rotación de un rotor (turbina axial o de inserción) el cual genera una señal de pulsos directamente proporcional a las revoluciones del rotor y consecuentemente al caudal. Con respecto al fluido, son utilizados ampliamente en la medición de petróleo, agua o mezclas. La exactitud de estas unidades es menor al 0,5% de error.

Con este trabajo nos interesa presentar los instrumentos, sus principios de funcionamiento, instalación recomendada, alternativas para el manejo remoto de la información obtenida por los sensores, medidores y bombas.