

RUTH P. CAPACHO*,
JORGE LUIS GROSSO**

CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

* Ingeniera de petróleo, Universidad Industrial de Santander, UIS. Tesis de grado para optar el título de Magister en Ingeniería de Hidrocarburos UIS. Bucaramanga, Colombia. E-mail: ruthpaez@unandina.com
** Ingeniero Químico, MSc. en Ingeniería química, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia. E-mail: jgrosso@unab.edu.co



INDUSTRIAL



Ruth Pérez Capacho

Resumen

En este trabajo se presentan algunos criterios fundamentales que facilitan la adecuada selección del sistema de levantamiento, de manera que favorezcan altas tasas de producción, tanto en pozos existentes como en nuevos, haciendo más rentable las operaciones, al incrementar la recuperación de los

hidrocarburos y reducir los costos de producción por efectos de mantenimiento y sistemas de separación.

Los criterios teóricos - prácticos relacionados con los conceptos que tienen que ver con las propiedades del yacimiento, de los fluidos y del propio sistema de levantamiento artificial (bombeo mecánico, bombeo electro sumergible, hidráulico tipo pistón, hidráulico tipo jet, levantamiento con gas y bombas de cavidades progresivas), fueron articulados mediante el uso de técnicas relacionadas con herramientas de calidad, tales como, formulación de calificación de criterios, diagrama causa - efecto, planillas de verificación, diagramas de Pareto. etc. Si bien la metodología esta orientada hacia crudos pesados y extra pesados, puede ser extendida a cualquier tipo de crudo.

Introducción

El potencial de las reservas de crudos pesados "in situ" en Colombia, según diferentes estudios, puede estar entre 2.600 millones y 5.000 millones de barriles ubicados en diferentes zonas del país, destacándose los campos de Castilla, Cocorná, Palagua, Rubiales, etc., algunos de los cuales a pesar de haber sido estudiados y explotados intensamente como los de Cocorná, hacen pensar que con las nuevas tecnologías y métodos de recobro, se podrá tener una excelente oportunidad para aumentar los factores de recobro de 3.5 promedio a valores que en algunos casos podrían situarse cercano al 20%, como en otros países se han logrado gracias a la aplicación de tecnologías modernas, acordes con la naturaleza del yacimiento, las características de los hidrocarburos y los sistemas de levantamiento artificial analizados de manera integral con los anteriores elementos y asociándolos con las tecnologías de IOR y EOR.

Las experiencias de Venezolanos y Canadienses quienes poseen más del 95% de reservas de crudos pesados y extra pesados del mundo, muestran que el desarrollo tecnológico y adaptación de tecnologías para el recobro mejorado; la producción mediante pozos horizontales y verticales; el transporte multifásico en los sistemas de levantamiento artificial y por líneas de flujo; los sistemas de separación; así como el mejoramiento de la calidad de los Crudos Pesados, favorecen el transporte y valoración de los mismos para las refinerías nacionales y/o mercados internacionales.

Lo anterior hace pensar que es necesario eliminar el paradigma en el cual se han considerado a los crudos pesados como hidrocarburos de poco interés y muy baja rentabilidad. Merece mencionarse la difícil situación que se avecina al país, ante la no aparición de nuevas reservas y la reducción considerable en los niveles de producción, hechos que hacen que se ratifique la importancia de la adecuada y rápida implementación de tecnologías para el aprovechamiento de las reales existencias de

los crudos pesados en diferentes áreas del país, como puede verse en la figura No. 1 y que este trabajo tiene como propósito facilitar los sistemas de levantamiento para aumentar la relación beneficio costo.

Sistemas de Levantamiento

Consideraciones Fluido Dinámicas

Los sistemas de levantamiento están asociados necesariamente con la naturaleza de los hidrocarburos, del contenido de gases, la dispersión de sólidos, la relación de agua aceite, así como consideraciones que tienen que ver necesariamente al determinar el tamaño de la tubería y los accesorios necesarios. Lo anterior obliga a reflexionar sobre la naturaleza del

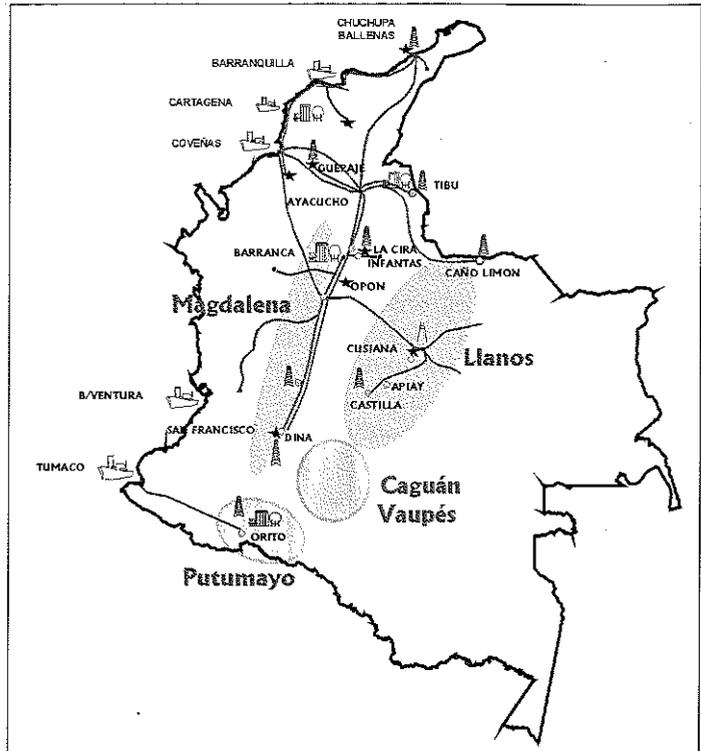


Figura 1.
Reservas y ubicación geográfica de crudos pesados y extrapesados
(tomado de proyecto de crudos pesados Ecopetrol-2001)

CUENCA	PETROLEO ORIGINAL MLBS	ACUM. DIC./2000 MBLs	RECOBRO DIC./2000 (%)	RESEVAS PROBADAS MBLs	RESEV PROBABLES MBLs
Valle superior	313	56	17,9	31	15
Valle medio	1909	198	10,4	99	71
Llanos	4141	105	2,5	225	36
Putumayo	23	0	0,0	0	3
TOTAL	6387	359	5,6	355	125

fluido y su comportamiento reológico, lo cual tiene influencia en las pérdidas de fricción que intervienen en el balance de energía mecánico, el cual debe ser utilizado con el propósito de *determinar la potencia requerida del sistema de bombeo*. El obtener dichas pérdidas es dependiente que el sistema esté en flujo laminar o turbulento, que el fluido se pueda asimilar a un fluido newtoniano o no newtoniano, puesto que los factores de fricción están relacionados con la viscosidad y con el régimen de flujo.

Otro de los aspectos a ser considerados es por donde irá el fluido, esto es, el considerar el transporte de fluidos a través de tuberías o flujos a través de anulares.

El hecho que el sistema resultante de manera natural o inducida, sean emulsiones, obliga a conocer el real comportamiento de las mismas a través de definir los índices de comportamiento newtoniano mediante la *ecuación de la ley de potencia* (14, 15 y 16) u otras

existentes para hallar las viscosidades aparentes, las cuales deben incorporarse en los modelos fluido-dinámicos a utilizar para el diseño del sistema de levantamiento.

La situación anterior se hace más compleja cuando existen sistemas multifásicos por la naturaleza de dichos sistemas, los cuales pueden cambiar las características de dispersión de un fluido en otro. Por ejemplo, gas en el agua, gas en el crudo, agua en el crudo, o combinación de los tres; creando patrones de diferente naturaleza, desde sistemas estratificados, anulares, ondas, pistón, etc., que no pueden ser representados por las ecuaciones tradicionales y que hacen más complejas la determinación de las caídas de presión. Otro factor de la ecuación de balance de energía antes mencionada es la cabeza propiamente del fluido, la cual tendrá especial relación con la densidad del sistema y que representa un alto porcentaje de la energía requerida. Las anteriores consideraciones obligan a pensar que la adecuada selección del sistema de levantamiento no es una simple decisión y que deben ser tomadas en consideración, múltiples aspectos relacionados con los fluidos, con los sistemas del levantamiento propiamente dichos y en especial el *tipo de bomba a utilizar*, así como características propias de las técnicas de recobro de los sistemas de completación y de las propiedades del *yacimiento*.

Consideraciones relacionadas con las propiedades de los fluidos

Cuando un pozo no produce cantidades suficientes de hidrocarburos debido a que la energía natural del yacimiento se está agotando, es necesario suplir dicha energía por algún sistema de levantamiento artificial. Adicionalmente, este hecho es más notorio cuando se trata de producir crudos pesados y extra pesados debido a su alta viscosidad, al agua incorporada dentro del crudo en forma de emulsiones directas, aumentando considerablemente la viscosidad de los sistemas, pasando en el Crudo Castilla de 7.000 centipoises a 25°C a valores superiores a los 15.000

centipoises con un contenido de agua del 15 %, de acuerdo a informes reportados por estudios realizados por el ICP; adicionalmente, los niveles de agua ocasionan la formación de sistemas multifásicos complejos dependiendo de las velocidades en los sistemas de levantamiento, siendo necesario tener un adecuado criterio para la selección de bombeo, pues puede incrementar la viscosidad por formar emulsiones muy apretadas (ver figura No. 2) o patrones de flujo que producen caídas de presión apreciables por la fricción que se genera y que dificulta igualmente la aplicación de las ecuaciones existentes para fluidos newtonianos, siendo necesario el recurrir a sistemas de modelamiento complejos y el uso de simuladores físicos como el que se menciona en la tesis de maestría: "Diseño de un sistema simulador de alternativas para levantamiento artificial de crudos pesados campo castilla".

Otro factor a ser tomado en cuenta, es la densidad o gravedad API de los sistemas por la columna estática que se genera. Existen otras consideraciones propias del tipo de fluido, que se maneja como es la precipitación de asfaltenos que puede inducir erosión o atascamiento tanto en el sistema de bombeo, como en la tubería. Una de las características de los crudos pesados y extra pesados, es su alto porcentaje de azufre (entre el 2% y el 5%), el cual induce problemas de corrosión en los elementos mecánicos del sistema de levantamiento.

La producción de crudos pesados, normalmente viene acompañada de altas temperaturas debido a la naturaleza misma del yacimiento, como sucede en el campo Castilla donde se tienen valores entre 90 a 98 °C o por las técnicas de recobro con vapor, factor este que si bien ayuda a las dificultades que induce la viscosidad, puesto que los crudos pesados son altamente sensibles a cambios de temperatura, no es menos cierto que afecta a los materiales de cierto tipo de sistemas.

El contenido de sólidos es otro de los parámetros a considerar puesto que en cualquiera de las formas orgánicas como

parafinas y asfaltenos e inorgánicas, como arenas e incrustaciones (en algunos casos muy abrasivos), contribuyen a los problemas antes mencionados de corrosión; de atascamiento; de incremento de la viscosidad por estabilización de las emulsiones directas e inducir en inestabilidad en las emulsiones de baja viscosidad, tanto por modificar el inventario de surfactante natural o adicionado, así como el balance hidrofílico - lipofílico (HLB). Otra de las consecuencias del contenido de sólidos, es el incremento de la fricción y en muchos casos, hasta la paralización de los pozos mismos por taponamiento de zonas productoras y/o porque el sistema de levantamiento no operan en el punto de operación óptimo de bombeo.

Para incrementar la posibilidad de recuperación de crudos pesados, se usa en algunos casos la tecnología de dilución mediante solventes o diluyentes, pero debe ser tenida en cuenta una adecuada selección de los mismos, pues pueden presentarse o incrementar las dificultades antes enunciadas por la precipitación de parafinas y asfaltenos, convirtiéndose en una problemática más que en una solución, y que igualmente puede ocasionar que el sistema de levantamiento inicialmente establecido, deje de funcionar en condiciones favorables.

Similar al concepto de adición de diluyentes está el uso de tratamientos como inhibidores de incrustaciones, de corrosión, ácidos, etc., que deben ser seleccionados igualmente de manera cuidadosa y teniendo en cuenta el tipo de levantamiento existente o a establecer.

Otro factor que tiene especial influencia en la adecuada selección de bombeo, es la relación de gas aceite (GOR), por la posibilidad de formar diferentes tipos de patrones de flujo multifásico, que pueden en un momento dado crear bolsas o tapones de gas, dificultando el manejo fluido dinámico del sistema. Sin embargo, la existencia de relaciones de gas-aceite altas, pueden favorecer la creación de espumas que no es más que otro tipo de emulsión de baja viscosidad y baja densidad, pero que deben ser adecuadamente creadas mediante un estudio de comportamiento de fases que relaciona parámetros físico químicos y termodinámicos, para lograr el adecuado equilibrio de los mismos, y que al igual que las emulsiones inversas, esto es, de baja viscosidad, sean una solución para el levantamiento de los crudos pesados y extra pesados. Es de notar que dicho estudio no puede estar divorciado del adecuado sistema de levantamiento.

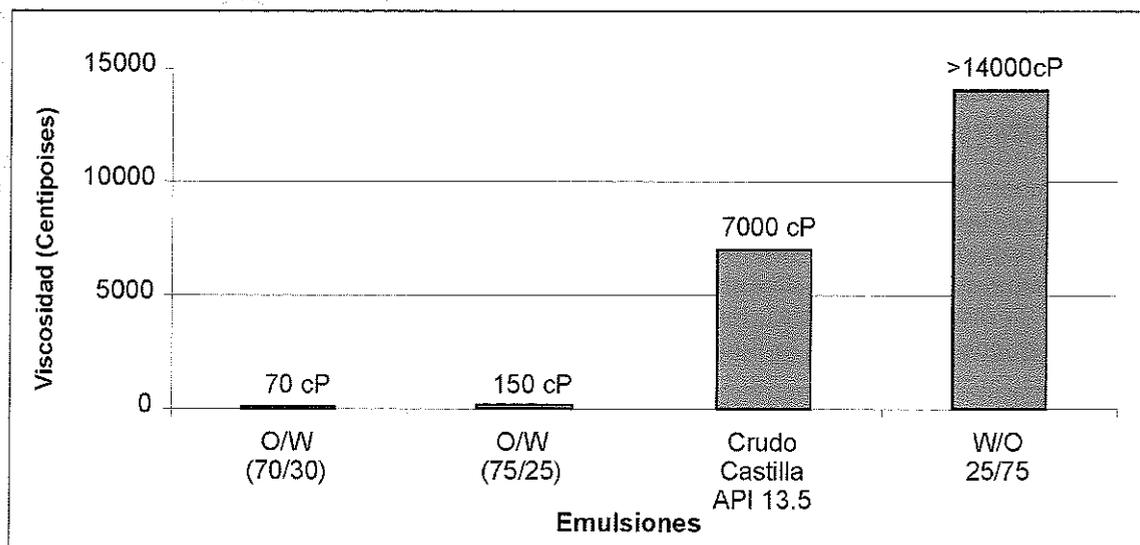


Figura 2.

Comparación de Crudo Castilla, emulsiones O/W y W/O a 25°C

Consideraciones de los Sistemas de Bombeo

Son bien conocidos los sistemas de levantamiento de hidrocarburos y que a manera ilustrativa, se representan en la figura No. 3 y a continuación se describen algunas características generales de los mismos:

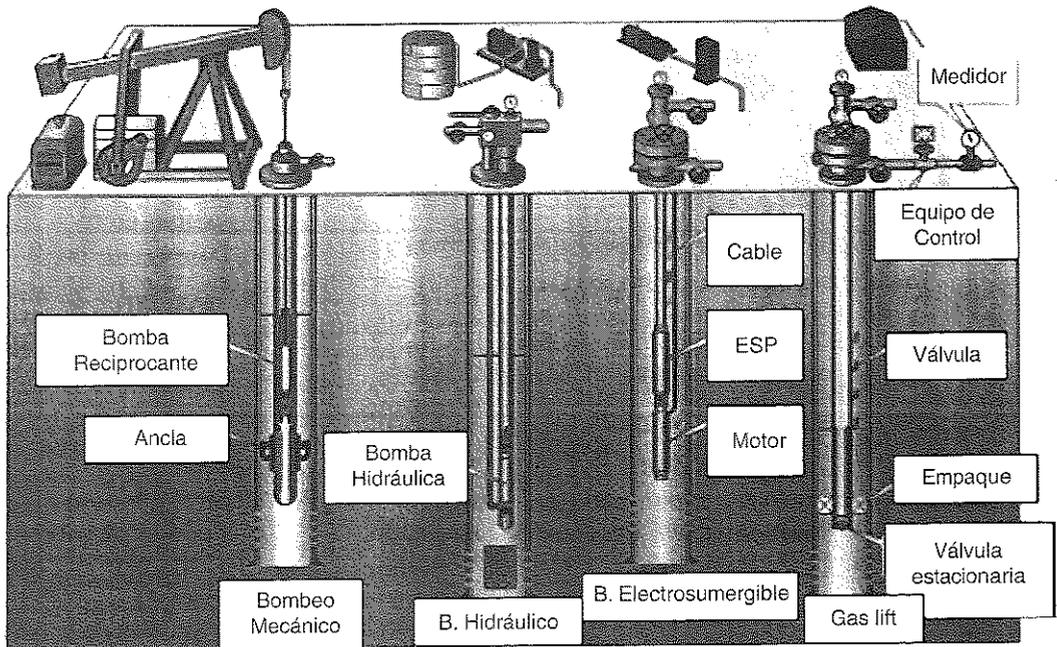


Figura 3. Sistemas de levantamiento artificial más conocidos
Tomado de P.M. WILSON - 1976

1. Bombeo mecánico. El levantamiento por Bombeo Mecánico es el sistema más empleado en el mundo. Este sistema consiste en el levantamiento del fluido a través de una sarta de varillas, las cuales son movidas por la transmisión de potencia de una bomba reciprocante con dos válvulas cheque (una viajera y la otra estacionaria). Este sistema como se puede apreciar en la figura no lleva empaque para permitir el venteo de gas producido por el anular (Craft, Holden, and Graves. 1962).

2. Levantamiento neumático (*gas lift*). Los dos sistemas básicos de levantamiento neumático, son el levantamiento continuo y el levantamiento intermitente.

El principio de operación del levantamiento continuo es la inyección de gas a través de la más profunda de una serie de válvulas ubicadas a lo largo de la tubería de producción; el efecto de este gas inyectado, es el de disminuir la densidad de los fluidos producidos permitiéndole llegar hasta la superficie con la tasa de producción deseada. Este sistema es una prolongación del flujo natural del pozo. (Golan, 1991)

Como su nombre lo indica en el levantamiento intermitente la inyección ocurre durante un cierto intervalo de tiempo y luego se detiene. Después de que cierto período de tiempo ha transcurrido se repite la inyección y comienza de nuevo el ciclo. (API gas lift manual. 1984)

3. Bombeo electro sumergible (ESP). El principio de este sistema de bombeo es la operación basada en la acción continua de una bomba centrífuga multietapas, cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de inducción, alimentado desde la superficie a través de un cable de potencia por una fuente de tensión primaria. Una vez se transforma la tensión primaria, la energía requerida es transmitida a través del cable de potencia hasta el motor de subsuelo, desde el transformador. El motor genera la fuerza que se transmite a la bomba, compuesta por etapas, cada una de las cuales consta de un impulsor que rota y un difusor estacionario, los cuales imparten un movimiento rotacional al líquido para llevarlo hasta superficie. (9,11 y 12).

4. Bombeo hidráulico. El principio de este sistema de levantamiento, es la inyección de un fluido de potencia a altas presiones que al mezclarse con el fluido de yacimiento dentro del equipo de subsuelo, le transmite la energía necesaria para que este llegue a la superficie, ya sea a través de un conducto alterno o por el anular.

Está compuesto básicamente por una válvula hidráulica que puede ser de:

Desplazamiento positivo (de pistón) o fluido dinámico (tipo jet) y una válvula de control.

Cuando se utiliza el primer arreglo, el sistema opera de forma similar al sistema de subsuelo del bombeo mecánico; sin embargo, el motor está localizado en la bomba y la varilla es solamente de unos pocos pies de longitud. El pistón del motor es accionado por el fluido de potencia y está conectado al pistón de la bomba, en la que se encuentra una válvula cheque que permite el paso de fluido de dirección contraria al desplazamiento del pistón al final de cada carrera. (P. M. Wilson, 1976).

A diferencia del bombeo tipo pistón, las bombas tipo jet no poseen partes móviles y el fluido de potencia es bombeado hasta la boquilla a altas presiones y bajas velocidades, donde se origina un diferencial de presión y por consiguiente un

aumento de velocidad. De ahí el fluido de potencia pasa a una garganta en donde luego de mezclarse con el fluido de formación se produce un incremento de presión suficiente para llevar el fluido resultante hasta superficie. (Quizena, 2001).

5. Bombeo de cavidades progresivas. (PCP) Su operación esta basada en la acción continua de una bomba de cavidades progresivas estilo tornillo sin fin, cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de superficie o subsuelo. Cuando el motor está ubicado en la superficie la transmisión de energía a la bomba se da a través de un eje y/o varillas, que comunican el motor y la bomba desde la superficie, hasta el subsuelo. Pero cuando el motor está en el fondo, se lleva un cable desde superficie el cual le proporcionará la energía al motor para que opere y mueva la bomba.

La bomba está compuesta por un rotor (tornillo sin fin) y un estator (camisa). El rotor gira dentro del estator formando cavidades que progresan desde el extremo de succión, hasta el extremo de descarga de la bomba que ayudado por el sello continuo entre las hélices del rotor y el estator, mantienen el fluido en movimiento permanente, a una velocidad fija, directamente proporcional a la velocidad de rotación de la bomba. (Páez, 2001).

Consideraciones del Yacimiento y Desarrollo del Campo

Los criterios de selección del sistema de bombeo, aparentemente muchos actores lo relacionan más con las características del fluido, y menos con las propiedades del yacimiento, con las técnicas de recobro a utilizar, con los sistemas de complementamiento, con la desviación de los pozos y con la presión de yacimiento; la profundidad es vista más como un problema de cabeza a vencer. Sin embargo, deben tomarse también en consideración elementos como facilidad en mantenimiento, el cual se hace más complejo a medida que aumente la profundidad del pozo.

Otros elementos tales como el número de pozos a perforar y/o modificar, los caudales de producción, la profundidad de los mismos y el tamaño de la tubería de revestimiento e inclinación de los mismos, facilitan el uso de uno u otro sistema de bombeo y en muchos casos como se verá posteriormente, alguno de estos requisitos son beneficios para un cierto tipo de sistema, pero, contraproducente para otros.

La adecuada selección del sistema de levantamiento, tiene implicaciones con los sistemas de separación a utilizar en las facilidades de superficie, pues, de qué tan cercano o lejano estén de los pozos, de las temperaturas y presiones de boca de pozo, de los contenidos de gas y de agua y de que existan o no emulsiones, obliga a tener facilidades complejas con altos requerimientos energéticos, grandes capacidades de almacenamiento y tratamiento posterior de las aguas, por tener altos contenidos de hidrocarburos, temperaturas elevadas, material sólido, y los químicos inherentes a los procesos de deshidratación y en los procesos de control de corrosión, precipitación de parafinas, desincrustantes.

Crterios de selección del sistema de levantamiento

Los diferentes factores planteados por T.E.W. Nind en 1987, que deben tenerse en cuenta al decidir cuál técnica de producción es mejor para un pozo, fueron ubicados dentro de un diagrama de causa-efecto, también conocido coloquialmente como "Espina de Pescado" o diagrama de Ishikawa (Chang, 1999), que permite categorizar de manera ordenada muchas de las causas potenciales de un problema o resultado, no necesariamente negativo, e igualmente facilita realizar el análisis de cuáles son las características o factores que están incidiendo para un resultado deseable dentro del proceso mismo. En otras palabras, el diagrama causa efecto aunque es una herramienta de calidad no numérica, puede ser utilizada igualmente para ponderar las diferentes causales y contribuir a buscar "la causa raíz" que más contribuya al resultado deseado. En la figura No. 4 se presenta el diagrama para determinar los elementos que deben tomarse, con el objeto de obtener resultados de bajo costo y alto rendimiento ante las posibles alternativas de levantamiento de los crudos pesados y extra pesados.

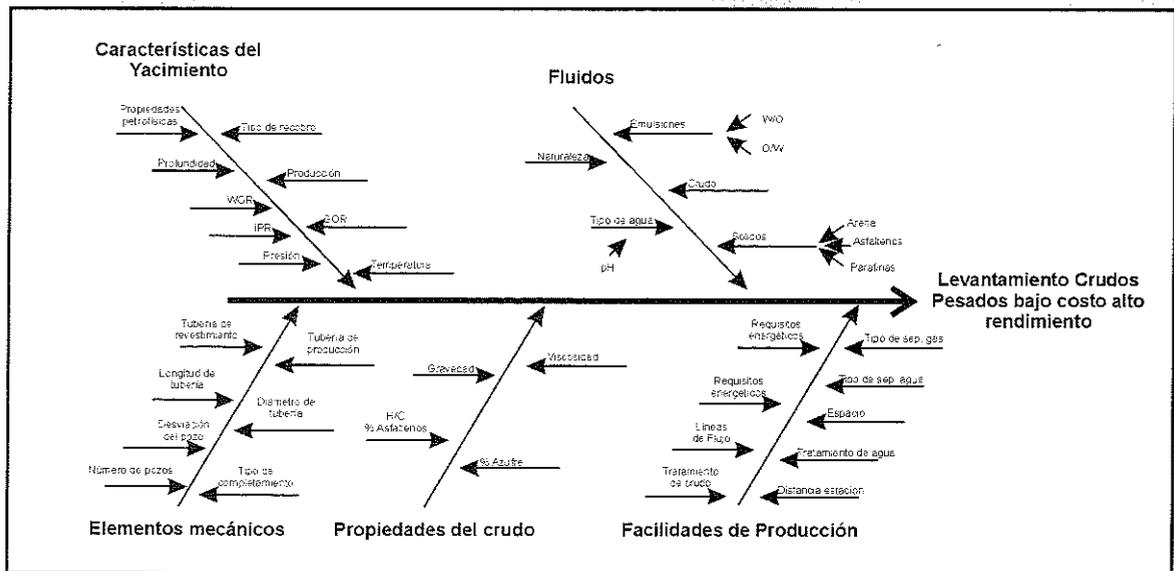


Figura 4.

Diagrama para determinar los elementos que deben tomarse ante las posibles alternativas de levantamiento de los crudos pesados y extra pesados.

La otra técnica de herramientas de calidad utilizada, fue el "establecer un formulario de calificación de criterios", adaptado a evaluar cómo afectan ciertos atributos correlacionados con las propiedades del fluido, el yacimiento, el desarrollo del campo y las infraestructuras de superficie. Esta técnica se emplea cuando hay que seleccionar entre varias opciones. Se desea tomar una decisión de manera objetiva y para tal efecto se establecen los criterios, y se da una ponderación a dichos criterios que en nuestro caso se le estableció un valor de "uno" cuando es el más apropiado; esto es, que el sistema de levantamiento es el más apropiado, el mejor, para dicho criterio. El número "dos" indica que es la opción siguiente y finalmente el número "tres" que no es el más deseable. Merece resaltarse que no se entró en la calificación de los criterios propiamente dichos, puesto que se

han considerado que todos tienen una importancia significativa.

A continuación se presentan las tablas 1, 2, 3 y 4, que relacionan los parámetros antes mencionados con el sistema de levantamiento, y que ratifican lo mencionado por Kermit Brown en 1980, quien sugiere que una correcta selección de un método de Levantamiento Artificial es importante para el beneficio a largo plazo de la mayoría de los pozos productores de petróleo y una selección pobre puede reducir la selección e incrementar los costos operativos y los indicados igualmente en 1993, en el artículo SPE 24834 J. D. Clegg, así como el de Neely, A. B. y otros en 1982, en el artículo SPE 10337, que contribuyeron a construir las tablas 1, 2, 3 y 4.

TABLA No 1. Según las propiedades de los fluidos

Condición	Especificación	Mecánico	PCP	Hidráulica		Gas Lift	ESP
				Pistón	Jets		
Propiedades de los fluidos							
Corte de agua	Bajo	1	1	2	2	1	1
	Moderado	1	1	1	1	2	1
	Alto	1	1	1	1	3	1
Viscosidad del fluido	Menos de 100 cp	1	1	1	1	1	1
	100 a 500 cp	1	1	1	1	1	1
	más de 500 cp	2	1	2	1	2	2
Fluidos Corrosivos	Si	2	2	2	2	1	2
	No	1	1	1	1	1	1
Arena abrasiva	Menos de 10ppm	1	1	1	1	1	1
	10 a 100 ppm	1	1	2	1	1	2
	más de 100 ppm	2	2	3	2	1	3
Relación Gas/Aceite	< de 500scf/stb	1	1	1	1	2	1
	500 a 2000scf/stb	2	2	2	2	1	2
	>2000scf/stb	3	2	3	2	1	2
Contaminantes	Incrustaciones	1	2	2	2	1	2
	Parafinas	1	2	1	1	1	2
	Asfáltenos	1	2	2	2	2	2
Tratamientos	Scale inhibidor	1	2	1	1	1	2
	Inhibidor corrosión	1	2	1	1	1	2
	Solventes	1	3	1	1	1	2
	Acidos	2	3	2	2	2	2

TABLA No 2. Según las propiedades de los fluidos

Condición	Especificación	Mecánico	PCP	Hidráulica		Gas Lift	ESP
				Pistón	Jets		
Número de pozos	Unico	1	1	2	2	3	1
	1 a 20	1	1	1	1	2	1
	más de 20	1	1	1	1	1	1
Caudal de producción	Menos de 1000B/D	1	1	1	1	2	2
	1000 a 10000 B/D	2	2	2	1	1	1
	Más de 10000 B/D	3	3	3	3	1	1
Profundidad	Menos de 2500ft	1	1	2	2	2	1
	2500 a 7500ft	2	2	1	1	1	1
	Más de 7500ft	2	3	1	1	1	2
Tamaño de la tubería	4 1/2 in	1	1	2	2	2	2
	5 1/2 in	1	1	2	1	1	1
	7 in	1	1	1	1	1	1
	9 5/8 in y mas	2	3	2	2	1	1
Inclinación del pozo	Vertical	1	1	1	1	1	1
	Desviado	1	3	2	2	1	1
	Horizontal	2	3	2	2	1	1

TABLA No 3. Según el yacimiento, la producción y el pozo

Condición	Especificación	Mecánico	PCP	Hidráulica		Gas Lift	ESP
				Pistón	Jets		
Yacimiento, Producción, pozo							
Desviación severa	menos de 3 /100ft	1	1	1	1	1	1
	3 a 10 /100ft	2	2	1	1	1	1
	más de 10 / 100ft	3	3	1	1	1	2
Temperatura	Menos de 250 F	1	1	1	1	1	1
	De 250 a 350 F	1	3	1	1	1	1
	más de 350 F	1	3	1	1	1	2
Presión fluyendo	más de 1000 psi	1	1	1	1	1	1
	100 a 1000 psi	1	1	1	2	2	1
	Menos de 100 psi	1	3	1	3	3	3
Completamiento	Simple	1	1	1	1	1	1
	Doble o múltiple	3	3	3	2	1	2
Recobro	Primario	1	1	1	1	1	1
	Secundario	1	1	2	2	3	1
	Terciario	1	2	2	2	2	2

TABLA No 4. Según la infraestructura de superficie

Condición	Especificación	Mecánico	PCP	Hidráulica		Gas Lift	ESP
				Pistón	Jets		
Infraestructura de superficie							
Localización	En Tierra	1	1	1	1	1	1
	Costa afuera	3	3	2	2	1	1
	Remotos	2	1	2	2	2	1
Energía Eléctrica	Disponibile	1	1	1	1	1	1
	Generación	2	2	2	2	2	2
Restricciones de espacio	Si	3	1	2	2	2	1
	No	1	1	1	1	1	1

Análisis de resultados

Cada sistema de levantamiento artificial posee condiciones de operación particulares que se deben tener presentes al momento de seleccionar el sistema más apropiado a usar.

La tabla no. 1 que relaciona los sistemas de fluido con las **propiedades de los fluidos**, indica claramente que el sistema mecánico es apto al igual que las PCP y las ESP para rango amplio de corte de agua e igualmente para rangos de viscosidad inferiores a 500 centipoises; siendo las más favorables para altas viscosidades, las PCP y el sistema hidráulico Jet. En relación a la corrosividad de los fluidos, ninguno de los sistemas analizados lo permiten y este factor debe ser cuidadosamente estudiado cuando se realice tratamiento, en especial con las PCP, las cuales tienen limitantes con el material del estator.

Los sistemas que permiten mayor contenido de arenas abrasivas son el gas lift. Sin embargo, todos funcionan bien con cantidades inferiores a 100 ppm.

El sistema de levantamiento más apropiado para alta relación gas aceite (GOR) como es lógico, es el sistema Gas Lift, lo que hace pensar que para un eficiente funcionamiento es necesario en el futuro, diseñar combinación de sistemas o el desarrollo de separadores de fondo del pozo o acondicionamiento de las bombas, de manera de no perder las bondades que tiene el gas en el peso de la columna. En relación a los contaminantes, entendidos como las incrustaciones, parafinas y asfáltenos, el bombeo mecánico es el más aconsejable, siguiéndole en importancia las ESP y las PCP. Merece resaltarse las bombas hidráulicas y el gas lift los cuales contribuyen a la disolución o mejor manejo de las parafinas.

En cuanto a los tratamientos, el mejor comportamiento los presentan las mecánicas, al igual que el gas lift, hidráulicas tipo Jet, seguidas por las PCP.

Las consideraciones anteriores, aparentemente hacen pensar que el bombeo mecánico sería el

sistema más aconsejable y como se verá posteriormente, al incluir otras variables limitan su utilización.

La tabla No. 2 que relaciona los sistemas de levantamiento de acuerdo con el **desarrollo del campo** se observa que los sistemas ESP, mecánico y PCP son los más apropiados para uno o muchos pozos, ya que no requieren fluidos de potencia, el cual es bastante representativo en los costos, como los sistemas gas lift y los hidráulicos para su funcionamiento, lo cual los hace menos aptos en caso de existir pocos pozos.

El sistema más apropiado para manejar grandes volúmenes y pozos profundos es sin duda el ESP, seguido del gas lift, y del hidráulico tipo Jet. El diámetro de la tubería de revestimiento, no es inconveniente principalmente en los sistemas mecánico y PCP.

Cuando el pozo está perforado verticalmente, cualquier sistema de levantamiento artificial funciona. Mientras que el pozo que presenta desviación o es horizontal, los sistemas gas lift, ESP, seguidos de los hidráulicos pueden ser utilizados.

Del anterior análisis se puede concluir que el sistema con bombas ESP es el más apropiado, si se tiene en cuenta sólo el desarrollo del campo.

La tabla No. 3 presenta los diferentes sistemas de levantamiento, teniendo en cuenta **las propiedades del yacimiento**. Muestra que los sistemas hidráulico y gas lift seguido por las EPS no presentan inconvenientes si hay desviaciones severas en el pozo.

Las altas temperaturas (mayores de 350°F) sólo es limitante en el sistema de PCP, principalmente por el material del estator, siendo esta una oportunidad para la investigación en el campo de los materiales. En lo concerniente con "la presión de fondo fluyendo", los únicos sistemas que requieren una presión menor de 100 psi son las bombas reciprocantes, como lo son el sistema mecánico

e hidráulico tipo pistón, ya que son bombas de desplazamiento positivo; los sistemas ESP, Gas Lift y PCP requieren una cabeza neta positiva de succión de la bomba, mayor para poder bombear los fluidos a superficie.

Los sistemas más apropiados cuando se piensa en recobro secundario son el Mecánico y el ESP.

La tabla No. 4 hace un análisis de acuerdo a la **infraestructura del sistema de bombeo en la superficie**, de la cual se destaca el sistema ESP sobre los otros sistemas de levantamiento, especialmente si se dispone de energía eléctrica es el más indicado ya que no presenta restricciones de espacio físico en superficie. El el sistema de gas lift y las PCP presentan condiciones igualmente favorables.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La metodología propuesta mediante la utilización de herramientas de calidad es adecuada para la selección de los sistemas de levantamiento artificial.
2. La selección de un sistema de levantamiento debe realizarse de manera integral y es rigurosamente dependiente de la naturaleza del fluido y del sistema de completamiento del pozo.
3. Para los crudos pesados pueden utilizarse bombas electro sumergibles en la medida en
4. que las características de los fluidos en relación de viscosidad, sean modificadas mediante la adición o creación de emulsiones de baja viscosidad.
5. Teniendo en cuenta que unas propiedades o criterio funcionan mejor en un tipo de levantamiento que otro, hacen pensar en la importancia de investigar y desarrollar sistemas de levantamiento mixtos.
6. Esta metodología permite visualizar que puede ser igualmente aplicada para el manejo de fluidos livianos y medios al no tener la complejidad de los crudos pesados en relación con la viscosidad, la temperatura, el contenido de agua y la relación alta de gas, son menos influyentes para su selección.
7. Si bien la metodología presentada en este artículo es una herramienta que contribuye a una selección rápida, preliminar y objetiva, no es menos cierto que la dispersión de los resultados le dan aún mayor fuerza a la importancia de tener simuladores físicos.
8. Se recomienda el diseño y desarrollo de un simulador físico que facilite la evaluación de diferentes tipos de fluidos y de sistemas de bombeo.
9. Se recomienda realizar investigaciones y desarrollos interdisciplinarios para el estudio de aspectos relacionados con los materiales a utilizar en los sistemas de levantamiento.

Referencias

1. CRAFT, HOLDEN, AND GRAVES. Well design: Drilling and Production. 1962
2. API GAS LIFT MANUAL. Production department American Petroleum Institute. 1984.
3. BROWN, K. E. and BEGGS, H. D. "The technology of Artificial Lift Methods", Penn Well Publication Co., Tulsa, Oklahoma, 1980.
4. GOLAN, M. y WHITSON, C. Well Performance. New Jersey: PTR Prentice Hall, 1991.
5. J. D. Clegg "Recommendations and Comparisons for selecting Artificial lift Methods" paper SPE 24834. 1993.
6. Neely, A. B. et all "Selection of Artificial lift methods" paper SPE 10337. 1992.
7. P. M. WILSON, KOBE INC. Introduction to hydraulic pumping. 1976.
8. PAEZ CAPACHO, Ruth. Diplomado en Producción: Levantamiento por bombeo Mecánico y Análisis Nodal, Apay: Universidad Industrial de Santander, ECOPELROL, 2001.
9. REDA. Submersible Pump Handbook. Battersville: 2001.
10. T. E. W. NIND. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 1987.
11. RODLESS pumps, Inc. A Division of Shengli Oilfield. 2002.
12. CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook. Oklahoma: Centrillift, 1994.
13. QUIZENA ESPINOZA, Zamir. Diplomado en Producción: Levantamiento Neumático e hidráulico tipo pistón y tipo Jet, Apay: Universidad Industrial de Santander, ECOPELROL, 2001.

14. SALAGER J.L., GROSSO J.L., y ESLAVA M. Formulación y formación de sistemas crudo- agua – tenso activos. 1982
15. SALAGER Jean Louis. "Micro y macroemulsiones", trabajo de ascenso para optar a la categoría de profesor Titular. Mérida 1983.
16. LAYRISSE Ignacio & GROSSO Jorge. Selección de Diluentes para crudos pesados y extra pesados. Revista Técnica INTEVEP. 1984.
17. CHANG, Richard and NIEDZWIECKI, Matthew "Las herramientas para la mejora continua de la calidad" ediciones Granica, Tec consultores. Volumen 1, 1999.

Autor:

RUTH PÁEZ CAPACHO
 ruthpaez@sunandina.com

Ingeniera de Petróleos, Especialista en Ingeniería de Gas, Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos, de la Universidad Industrial de Santander- UIS. Participó como docente de la Escuela Ingeniería de Petróleos, UIS, en las cátedras de: Yacimientos II, Métodos de producción I y II, Registro de Pozos, Ingeniería de Petróleos General, además, ha dictado cursos en tecnología de hidrocarburos, Sistemas de Levantamiento Artificial y Análisis Nodal, Fundamentos en Ingeniería de Petróleos, Análisis Nodal, Bombeo Mecánico y Diseño de Facilidades de Superficie. Actualmente se desempeña como Jefe de División de Tecnología en Sunshine Oil & Gas Andina S.A.

División Editorial y de Publicaciones

Mención Especial Cámara Colombiana del Libro - Feria Internacional del Libro - Bogotá D.C.



Edición de libros y revistas

- Asesorías en la creación de imagen gráfica y diseños publicitarios
- Diseño gráfico por computador, diagramación e ilustración digital
- Servicio de escáner de alta resolución
- Servicio de pre prensa digital
- Reproducción de toda clase de material impreso a través de sistemas digital, litográfico y tipográfico
- Encuadernación y empaste
- Plastificado brillante y mate
- Anillado "doble O"



Ediciones
 Universidad Industrial de Santander

Ciudad Universitaria
 Carrera 27 Calle 9
 Teléfono: 6348418
 Comm.: 6344000 Ext. 2196
 Telefax: 6328212
 A.A. 678
 publicac@uis.edu.co
 Bucaramanga
 Santander