

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA



“METODOLOGIA PROPUESTA PARA LA
TOMA DE REGISTROS DE RESTAURACION
DE PRESION DE FONDO EN POZOS DE
PETROLEO Y GAS NATURAL USANDO
UNIDAD DE SLICK LINE”

TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS PARA
OPTAR EL TITULO DE PROFESIONAL DE INGENIERO DE
PETROLEO

ELABORADO POR:
LUIS FERNANDO MANRIQUE CARRILLO
PROMOCION: 1991-0

LIMA - PERU

2010

METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA TOMA DE REGISTROS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE FONDO EN POZOS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL USANDO UNIDAD DE SLICK LINE

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	
1.1 Antecedentes y Justificación	1
1.2 Identificación de la necesidad	2
2. MARCO TEÓRICO	
2.1 Alcances del servicio de “Slick line”	4
2.2 Tipos de Pruebas de Pozos y accesorios usados para este fin ..	5
2.3 Teoría de pruebas de Pozos	8
2.3.1 Definiciones	9
2.3.2 Regímenes de flujo	12
2.3.3 Obtención de Parámetros de yacimiento mediante técnica de ajuste de datos usando “Curvas Tipo”	24
3. USOS DEL SLICK LINE	
3.1 Descripción del Equipo	27
3.2 Tipos de Servicios con “Slick line”	34
4. APLICACIONES Y EXPERIENCIAS DE CAMPO	
4.1 Registro Buildup usando cierre de fondo	41
4.2 Prueba Isocronal Modificada para Pozo de gas natural	50
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	55
6. BIBLIOGRAFIA	56
7. ANEXOS	57

METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA TOMA DE REGISTROS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE FONDO EN POZOS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL USANDO UNIDAD DE SLICK LINE

1. INTRODUCCIÓN

El término “Slick line” se refiere a la tecnología de alambre utilizada por operadores de pozos de gas y petróleo para bajar equipamiento dentro del pozo a los propósitos de una intervención en el mismo, comúnmente denominada “Well Intervention”. Se utiliza para ello un alambre de metal, comúnmente de entre 0,092 y 0,125 pulgadas de diámetro. El término castellanizado de “Slick line” en el argot petrolero es “Guaya fina” y se refiere al alambre descrito arriba.

En casos en los que se requiera contacto eléctrico con la superficie, se utiliza un cable trenzado que puede contener uno o más conductores aislados los que proveen comunicación entre la herramienta y la superficie ([telemetría](#)).

De acuerdo a la experiencia de campo adquirida en mi caso, cabría añadir que la intervención a los pozos con este rubro de slickline es rápida y fácilmente accesible.

Pueden realizarse servicios varios divididos en 2 grandes grupos:

1) de “Slickline” (propriadamente dicho), 2) de “Well Testing” o Pruebas de Pozos.

En la primera categoría podemos citar algunos servicios como recuperación de válvulas de gas lift, instalación y pesca de paquetes plunger lift, instalación de tapones de subsuelo (“blanking plugs”), apertura y cierre de camisas (“sliding sleeves”), etc; y en la segunda categoría trabajos como: gradiente estática, gradiente fluyente, “Build up”, “Draw down”, Isocronales para pozos de gas, Topes de cemento, Pruebas “Fall Off”, Interferencia, “DST”, etc.

1.1 Antecedentes y Justificación

Con respecto al historial de este rubro en el Perú mencionaré que hasta hace unos años, los servicios de “Slick line” en el Perú, se hacían casi exclusivamente para la empresa operadora “Petro-Tech” en el Lote Z-2B y en el Nor Oeste (Talara: Providencia, Litoral, Lobitos, Peña Negra, Restín, Rincón, Yapato, Capullana, Punta Lobo) dado que la

mayoría de pozos tienen en su instalación de subsuelo equipamiento de gas lift que requieren para su mantenimiento servicios de “Slick line”, así como que era la única Empresa Operadora que invertía en registros de “Well Testing” para evaluar sus pozos. Para este fin tenían un programa de monitoreo periódico de presión de fondo de pozos; mientras las demás empresas invertían muy poco y muy esporádicamente en estas 2 áreas de servicio (Petro Mont, GMP, Mercantile, Petro- Bras, etc).

Por el lado de equipamiento de unidades de “Slick line”, todas las unidades de “Slick line” en el Perú tenían dispositivos mecánicos en el funcionamiento del motor generador, y en la hermeticidad ya que es mas económico conseguir o fabricar estas unidades. En lo que respecta a pruebas de presión de fondo, todas se acostumbraban hacer con registradores de colgando del alambre de “Slick line” desde la superficie, a veces inclusive con registradores mecánicos (Ameradas).

Las empresas operadoras de Lotes han aumentado significativamente su interés por invertir ya no solo en la fase de producción, sino también en la exploración, perforación, “Work Over”, “Slick line”, “Well Testing”, así como proyectos especiales; todo ello gracias a la subida del precio del barril de crudo; esto permite que la incursión de “Slick line” abarque ahora mas Empresas Operadoras como son: Petro-Bras, Inter-Oil, Petro-Mont, Olympic, GMP, inclusive en la Selva con MAPLE; aparte de Petro-Tech que también ha aumentado las intervenciones de “Slick line” en sus pozos. A todo esto, existen ahora mas unidades de “Slick line” en el Perú, las cuales cumplen con los requerimientos básicos en este campo.

Es importante anotar que las unidades de “Slick line” son las mas livianas, económicas y maniobrables con respecto a las de “Pulling”, “Swab” o “Work Over”, y en caso de ser posible es recomendable su uso por razones de accesibilidad, ya que acarrea menos costos de transporte y personal.

En cuanto al avance técnico ha habido algunas mejoras significativas:

- En lo que respecta a “Slick line”, se usan motores mas potentes (30 hp comparados con los de 15 hp anteriormente), y también se usan ahora dispositivos hidráulicos en algunos equipos para conseguir mejor hermeticidad
- En cuanto a Well Testing, las pruebas BHP son una novedad, ya que se toman registros de presión de fondo por varios días sin necesidad de dejar alambre colgado usando para ello tapones de fondo instalables con “Slick line”, mejorando la calidad de la prueba desde el punto de vista técnico y de ingeniería al mitigar en gran medida el fenómeno indeseable de “almacenamiento” que se presentan en estas pruebas.

1.2 Identificación de la necesidad

El progreso de esta área de servicios dependerá del interés que muestren las Empresas Operadoras en el Perú. Por lo pronto, Petro-Bras y otras EE van a disminuir sus operaciones para el año siguiente, mientras otras Empresas Operadoras ven la

posibilidad de aumentar sus inversiones dependiendo de la evolución futura del precio del barril de crudo. Las Empresas Operadoras Petro-Tech, Olympic, Inter-Oil tienen áreas vecinas que son de interés para las 3 y está localizado en Paita (Pueblo Nuevo), Mirador, San Pedro. Estas zonas han sido perforadas por las 3 con resultados en los pozos que producen desde 200 bpd hasta 1,500 bpd; y es de esperarse que cada una quiera invertir lo más rápido posible para ganar en la producción y en la extracción de los recursos de subsuelo que podrían ser de drenaje común.

En la selva, MAPLE tiene programa para perforar 31 pozos en Aguas Calientes y Maquíá, habiendo empezado con los 2 primeros con resultados moderadamente esperanzadores.

Si las Empresas Operadoras invierten más en esta línea, entonces habrá más recursos para mejorar el servicio de "Slick line", tal vez trayendo unidades hidráulicas con cabina de control digital; lo cual haría más caro el servicio, pero más estético y un poco más seguro ya que las unidades tendrían más fuerza. También está previsto traer más accesorios de "Slick line" del extranjero

2. MARCO TEORICO

2.1 Alcances del servicio de Slick line

La aplicación en la intervención a los pozos usando “Slick line” abarca varias fases:

- 1) durante la perforación con servicios como topes de cemento, presiones iniciales, BHP, pruebas DST
- 2) durante la completación: apertura y cierre de camisas, instalación de tapones de subsuelo blanking plugs, determinación de topes de arena, muestras de fluido de fondo, gradientes estáticas, pruebas de flujo con tapones y camisas, etc
- 3) durante la producción: instalación y recuperación de válvulas de subsuelo, cambio de standing valves, gradientes estáticas, gradientes fluyentes, pruebas buildup, instalación de paquetes plunger lift, pruebas isocronales a pozos de gas, determinación de zonas de entrada de gas, nivel de fluido, horadar tubería para comunicación con anular, instalación de locking mandrels, sello de fondo para cambio de cabezales, etc.

Cuando el pozo está en producción, dependiendo del tipo de instalación del pozo, son aplicables estos servicios. Con mayor frecuencia es posible en los pozos fluyentes, de “gas lift”, “stop cocking”; aunque básicamente puede bajarse a cualquier tipo de instalación. Si el pozo produce por bombeo mecánico, habría que retirar previamente las varillas de subsuelo para evaluar o intervenir el pozo. Cuando el pozo produce por bombeo hidráulico, es posible cambiar el “standing valve” hidráulico.

La accesibilidad y fácil maniobrabilidad de estas unidades, hace posible intervenciones de pozos en locaciones casi inaccesibles ya sea por vía terrestre, fluvial, marítima o aérea.

Con respecto a la parte económica, resulta mas económico que cualquier otro servicio ya que son equipos mas livianos y que requieren menor cantidad de personal, generalmente una cuadrilla está compuesta de 3 operadores de “Slick line” mas 1 supervisor. Generalmente una intervención de guaya fina puede costar muy bajo, si la comparamos con la devolución por producción después del servicio o después de la evaluación por “Slick line” y “Well testing”.

2.2 Tipos de Pruebas de Pozos y Accesorios para este Fin

Para la evaluación del comportamiento de la presión y/o temperatura de fondo se usan registradores electrónicos con memoria “Memory gauge” (fig. 6), los cuales son usados en Talara con frecuencia. En caso quiera lograrse lectura en tiempo real, se usan los Memory gauge especiales con un transducer mas cable eléctrico, pero es muy poco frecuente por razones de tiempo y economía. Antiguamente se usaban registradores mecánicos marca “Amerada” para evaluar la presión de fondo, pero han caído en desuso por la introducción de los “Memory gauges”.

Definición de Pruebas de Presión:

Una prueba de presión consiste en la adquisición de datos de presión, producción y muestra de fluidos a condiciones de pozo (aperturas y cierres) controladas. El análisis de los datos de presión y tasas, permiten obtener: el índice de productividad del pozo, el valor de la capacidad de flujo de la formación, daño asociado con el pozo y la presión actual del área de drenaje involucrada con la producción del pozo.

Dependiendo de los objetivos específicos de evaluación, el procedimiento de la prueba y el equipo a usar varía. Con la lectura de presión de fondo se pueden realizar servicios de Well Testing variados como los que enunciamos a continuación:

- **Gradiente Estática:**

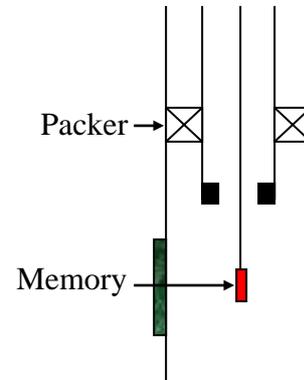
Consiste en medir la energía del pozo cuando este ha sido cerrado a producción, lo que normalmente registrará es la presión estática de fondo y también puede determinarse el nivel de fluido estático. La utilidad de esta prueba es obtener la gradiente estática de fondo para sugerir posibles trabajos de “Work Over” como pueden ser estimulación, baleo, o su abandono

- **Gradiente fluyente:**

Consiste en medir el comportamiento del pozo cuando este está produciendo, sea surgentemente o en forma artificial. Básicamente se puede obtener la gradiente fluyente de fondo, así como el nivel de fluido en un momento determinado de la producción; y con este conocimiento podemos sugerir mejoras en la instalación de producción en subsuelo del pozo, sea por bombeo mecánico, gas lift, PCP, etc

- **Pruebas Buildup con cierre en superficie:**

O de restauración de presión, las cuales son llevadas a cabo en pozos productores a los que se cierra a producción para a su evaluación de comportamiento de restauración de presión en el tiempo, y así poder determinar parámetros del reservorio como son permeabilidad (k), daño (s), P^* , etc. Este tipo de pruebas es importante porque permite hallar parámetros importantes como k , daño, capacidad, transmisibilidad; y poder posteriormente recomendar una acidificación, fracturamiento, abandono



- **Pruebas Drawdown:**

Traducido literalmente es caída de presión, el procedimiento de la prueba es que después de estar cerrado el pozo, abrir el mismo a producción de manera abrupta para evaluar el comportamiento de la caída de presión, con lo cual obtendremos mediante un razonamiento análogo al “buildup”, los parámetros de reservorio: k y s . Las desventajas es que la caída de presión no siempre es continua como en el buildup lo que dificulta el análisis y la exactitud de resultados, y también es difícil lograr producción a rate constante. Una aplicación importante, es que se puede determinar el Volumen poroso del reservorio con la ejecución de un drawdown de larga duración.

- **Presión Inicial:**

Después que un pozo ha sido baleado y este arma presión, entonces se procede a bajar el Memory gauge a nivel de los perforados para determinar la presión estática de fondo, con lo cual determinamos la energía y potencial de la arena baleada, así como el nivel de fluido que alcanza dentro de la tubería

- **Tope de Cemento:**

Después que un pozo ha sido perforado, se cementa el espacio anular entre el casing y el hueco del pozo; pero muchas veces el cemento no retorna a superficie con el volumen inyectado y calculado para su retorno, entonces se procede a tomar Registro de Temperatura con paradas para determinar el Tope de cemento por en el anular después que este ha estado fraguando aproximadamente 8 horas después de su desplazamiento. Con esta prueba puede inferirse si hay grietas en la pared del pozo o posibles canalizaciones. Para este análisis, vale acotar que en el cemento se va produciendo una reacción exotérmica de desprendimiento de calor.

- **Prueba Isocronal Modificada:**

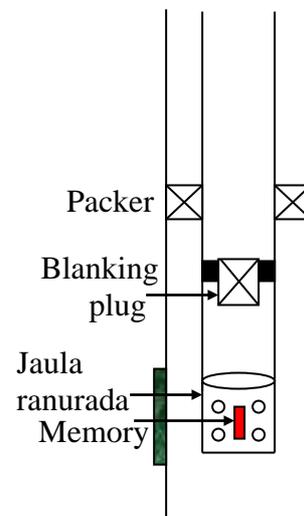
Se hacen a los pozos de gas, y sirven para determinar el potencial absoluto de entrega del pozo en condiciones óptimas; también puedo escoger con este conocimiento, el caudal deseado mediante la manipulación de la presión de fondo con el “bean” de producción adecuado.

Procedimiento: Se determina primero la presión estática del pozo con un cierre largo, y luego se procede a hacer aperturas y cierres de igual duración (3 a 5) para culminar con un flujo extendido.

Material necesario: Equipo de “Slickline”, “Memory gauges”, “beans” de distinta medida, “Manifold” de medición de producción de gas y líquidos, “record” de presión en superficie para medir presión estática de superficie y presión hidrostática, válvula de contrapresión, tanque de descarga, quemador de gas, platos de orificio de distintas medidas, brida de orificio.

- **Prueba BHP:**

Es una prueba “Buildup” con cierre de fondo. Para tal fin, se hace uso de unidad de “Slickline” para bajar un tapón de cierre de fondo “blanking plug” al niple de asiento con un “Memory gauge” debajo de dicho tapón dentro de una jaula ranurada. La ventaja de esta prueba es que con este procedimiento se atenúa en gran medida el daño por “almacenamiento” que es responsable de la distorsión de una buena respuesta de restauración de presión, llevándonos a obtener mejor calidad en la data obtenida y resultados de la prueba; así como alcanzar más rápidamente la región de flujo radial y posiblemente efectos de frontera en la transiente de presión.



- **Prueba de inyectividad:**

Conceptualmente idéntica a una prueba “Drawdown”, excepto que el rate de flujo entra en el pozo en vez de salir de él. Tiene como ventaja que el “rate” de inyección es más fácil de controlar que el “rate” de producción, aunque se presentan complicaciones de análisis de los resultados por efectos multifásicos a no ser que el fluido inyectado sea el mismo original del reservorio.

- **Pruebas Falloff**

Mide la declinación de presión subsecuente al cierre de una inyección, y es conceptualmente idéntica a una prueba “buildup”. Tal como en la prueba de inyectividad, el análisis es más difícil si el fluido no es el mismo del reservorio.

- **Pruebas de Interferencia**

Mientras un pozo está en producción, otro (u otros) pozo viene siendo evaluado a una distancia determinada en su comportamiento de presión de fondo, la misma que es afectada por la producción del primer pozo y su distancia al pozo en evaluación. Por lo tanto una prueba de interferencia puede ser muy útil y cubrir más cobertura que las pruebas a un solo pozo. Pueden requerir un tiempo prolongado para poder registrar desviaciones en el comportamiento de presión causados por el pozo productor que causa interferencias.

- **Prueba Drill Stem Test (DST)**

Es una prueba que usa una herramienta especial montada sobre el final de la sarta de perforación, y es comúnmente usada para probar un pozo nuevo recientemente perforado. El pozo es abierto al flujo por una válvula en la base de la herramienta de prueba y los fluidos del reservorio se levantan por la sarta de perforación o completación (que está vacía al inicio). La secuencia común es producir, cerrar, producir y cerrar nuevamente. La prueba DST puede ser muy corta ya que el cierre de la válvula hueco abajo evita efectos de almacenamiento y el pozo presenta todavía alta conductividad. Se requiere técnicas especiales en el análisis ya que la producción normalmente no se logra mantener constante, aparte que hay que tomar en cuenta los efectos de fricción y daño por las operaciones recientes de perforación y/o completación.

En la tabla siguiente se presenta un resumen del tipo de pruebas, así como la información derivada de la interpretación de los datos de las mismas

Pozo	Tipo de prueba	Información que se obtiene
Exploratorio	DST (con taladro) Muestreo Prueba sin taladro Probador de formación	Presión Muestra de fluido para análisis PVT Permeabilidad y daño Potencial del pozo e Ind. Productiv.
Productor	Restauración, multitasa Interferencia Sensores de presión permanentes Gradientes de presión	Permeabilidad y daño Presión actual y promedio Límites asociados al área de drenaje Monitoreo continuo de presión de fondo
Inyector	Inyectividad Fall Off	Presión actual del área de inyección Distancia al pozo del frente del banco de agua

2.3 Teoría de pruebas de Pozos

Dada la extensión y complejidad del presente capítulo, haremos una breve descripción de los fenómenos que suceden en un a prueba de presión de fondo; para ello debemos primero mencionar algunas propiedades y estados de flujo que suceden en el reservorio y en el pozo hueco abajo. Empezaremos primero por dar algunas definiciones importantes de propiedades del reservorio. y luego a describir y definir el comportamiento ideal mas sencillo que se aproxima a lo que ocurre en el flujo de fluidos desde el reservorio hacia el pozo

2.3.1 Definiciones

Permeabilidad (k)

Se podría decir que es la mayor o menor facilidad que ofrece la roca para permitir el pasaje fluidos desde el medio poroso hacia el hueco. La magnitud de esta propiedad se mide en “Mili Darcies (md)”. Cabe mencionar que la permeabilidad es propiedad exclusivamente de la roca, y no interviene en su magnitud la presencia del tipo de fluidos presentes en la roca.

La ecuación que gobierna esta propiedad es la Ley de Darcy (1856):

$$v = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dL}$$

v: Velocidad de flujo

k: Constante de proporcionalidad, o permeabilidad

μ : Viscosidad del fluido que fluye

dP/dL: Caída de presión por cada unidad de longitud

El desarrollo de esta ecuación, depende de la geometría de flujo; pudiendo ser lineal (caso de fracturas), radial (reservorio cilíndrico con pozo al centro), concéntrico (completación parcial), flujo de canal, etc

Compresibilidad (c)

Un reservorio normalmente está a miles de pies de profundidad, y está sujeto a la presión que ejercen las formaciones suprayacentes. Estas presiones dependen de varios factores como profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación, la edad geológica e historial de la roca. La profundidad es el valor mas determinante, y un valor típico de presiones ejercidas por las capas superiores es de 1 psi/pie de profundidad.

El espacio poroso, está cubierto con fluidos de reservorio, siendo un valor típico de 0.5 psi/pie de profundidad. El hecho es que, la estructura de la roca es suficientemente fuerte para soportar la diferencia de presión generada por la presión suprayacente de las formaciones superiores y la presión de reservorio (llamada presión suprayacente efectiva). Conforme el pozo empieza a producir, el reservorio se va depletando, esta presión suprayacente efectiva va aumentando y deja menos espacio hueco en el reservorio, lo cual lleva a 2 cosas importantes:

- El volumen bruto de la roca reservorio decrece
- El volumen de los granos del reservorio va aumentando

Estos 2 factores tienden a reducir el espacio poroso de la roca y por consiguiente su porosidad (Φ). La compresibilidad de la roca tiene una relación inversa con la porosidad y la presión suprayacente efectiva, es la compresibilidad de la roca aumenta con el decrecimiento de la porosidad y la presión suprayacente efectiva.

Matemáticamente, la compresibilidad se define:

$$c = -\frac{1}{V} \cdot \frac{dV}{dP}$$

De esta manera,

Para la roca:

$$c_f = -\frac{1}{V_f} \cdot \frac{dV_f}{dP}$$

Para el Volumen bruto:

$$c_b = -\frac{1}{V_b} \cdot \frac{dV_b}{dP}$$

Para el volumen poroso:

$$c_p = -\frac{1}{V_p} \cdot \frac{dV_p}{dP}$$

Esto último me conlleva a:

$$c_p = -\frac{1}{\phi_p} \cdot \frac{d\phi_p}{dP}$$

El Volumen poroso va cambiando de acuerdo a la siguiente relación:

$$V_p = V_{pi} [1 + c_p (Pi - P)]$$

También la porosidad

$$\phi_p = \phi_{pi} [1 + c_p (Pi - P)]$$

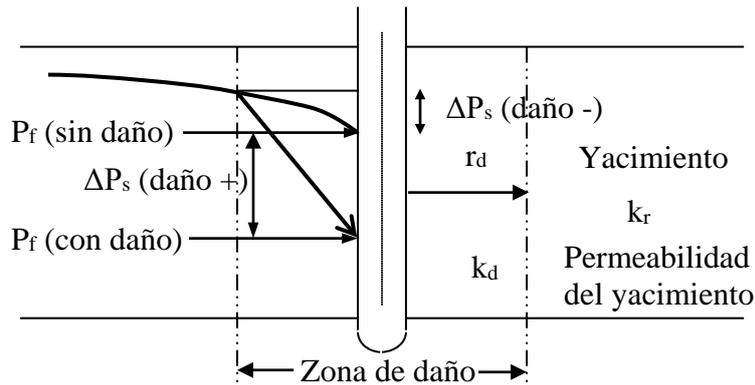
Para las pruebas de pozos, uso el término Compresibilidad total (c_t) de fluidos, que es función de las compresibilidades de los fluidos y saturaciones presentes, así como de la compresibilidad de la formación. Así:

$$c_t = c_o s_o + c_w s_w + c_g s_g + c_f$$

Daño (s)

No es nuestra intención cubrir los aspectos relacionados con el origen del daño, ni su tratamiento en el sentido de reducirlo, solo mencionaré que durante la perforación y/o completación, es posible que se alteren las propiedades de la formación en la vecindad del pozo, sobre todo de la permeabilidad; lo cual puede repercutir en la obtención de una tasa de producción menor a la esperada, según el diseño o las expectativas.

Para visualizar el daño, ilustraremos la caída de presión que sucede en el yacimiento, conforme nos acercamos hacia el pozo en producción, vemos que sigue un comportamiento de caída de presión relativamente continuo, hasta que llega a la zona dañada, y se altera esta caída de presión; pudiéndose en muchos casos, requerir una caída de presión adicional (ΔP_s) para mantener un rate de producción



Por lo tanto, el daño se podría definir como la alteración de la permeabilidad ocasionada por operaciones de perforación, completación, producción; en una zona cercana al pozo conocido como “zona dañada”, que es la causante de mitigar la producción del pozo y de ocasionar mayor pérdida de energía del reservorio al pozo.

Cuantitativamente, podemos definir “s” en términos adimensionales así:

$$p_D + s = \frac{kh}{141.2q\beta\mu} \cdot (p_i - p_{wf})$$

Lo que nos conllevaría a expresar la caída de presión debido al daño, como:

$$\Delta p_s = \frac{141.2q\beta\mu}{kh} \cdot s$$

Esto, se verá con mayor detalle mas adelante, ya que por el momento no son entendibles estos términos

Si $s=0$ → el pozo no tiene daño

Si $s>0$ → el pozo está dañado

Si $s<0$ → el pozo está estimulado

Existen varios factores que inducen al daño, como pueden ser: alteración de la permeabilidad en la zona cercana al pozo; el hecho de atravesar una formación desviada (slant well) induce un daño negativo; en pozos de gas condensado hay daño asociado con régimen de flujo no laminar, así como gas condensado no movible cercano a la zona del pozo, etc. El hecho es que el daño que se obtiene del análisis de los datos de una prueba BHP, es el daño total.

También se puede dar un rango aproximado de valores esperados de daño:

Daño mecánico: $-4 < s < 20$

Daño debido a varias fases: $5 < s < 15$

Daño por efecto de anisotropía: $-2 < s < 0$

Daño debido a la completación:

-5 (fractura hidráulica o pozo horizontal) $< s < 300$ (exposición parcial)

Es muy común basarse en el valor de “s” para decir que el pozo está dañado o estimulado. De aquí, es que se presenta el concepto de indicador de eficiencia de flujo (EF) en la productividad del pozo

$$EF = \frac{p - p_{wf} - \Delta p_s}{p - p_{wf}}$$

Si $EF < 1 \rightarrow$ el pozo está dañado
 Si $EF > 1 \rightarrow$ el pozo está estimulado

2.3.2 Regímenes de Flujo

Seguidamente, pasaremos a describir lo que sucede en el reservorio en cuanto estado de flujo y performance de presión en sus distintas fases o “regiones de tiempo”; para lo cual empezaremos con el comportamiento ideal mas sencillo que se aproxima a lo que ocurre en el flujo de fluidos desde el reservorio hacia el pozo

Estado infinite acting:

En este estado las líneas de flujo son concéntricas desde el reservorio hacia el pozo (fig. 7) en un plano horizontal, es decir **el flujo es radial** y ocurre en estado “infinite acting”, o sea que la respuesta de presión todavía no alcanza las fronteras del reservorio después de cambiar el régimen de producción a cierre o viceversa. Este estado es deseable de alcanzar, pues es aquí donde se pueden realizar los cálculos con mayor exactitud y criterio para caracterizar los parámetros del reservorio como son permeabilidad, P^* y daño. Cabe agregar que en una prueba de well testing, no es este estado el primero que se presenta sino que viene precedido de una distorsión por efecto de daño y almacenamiento, el cual puede durar desde unas horas hasta días o meses dependiendo de la permeabilidad del reservorio y de su zona dañada.

Este tipo de flujo se dice que es un flujo inestable porque la presión en cualquier punto del reservorio va cambiando con el tiempo sin un patrón realmente definido. Así en el fondo también se cumple esta situación, y repetimos una vez mas que esto sucede mientras que la transiente de presión esté en estado “infinite acting”.

A continuación viene la solución de la ecuación de difusividad que relaciona la presión en cualquier lugar del reservorio a una distancia “r” del pozo y a un tiempo “t” para un pozo que fluye en flujo radial en unidades de campo:

$$P = P_i + 70.6 \frac{q\beta\mu}{kh} Ei\left(\frac{-948\phi\mu c_i r^2}{kt}\right) \dots\dots\dots(\text{Ec. 1})$$

en donde:

P: Presión a una distancia “r” del pozo y a un tiempo “t” de iniciado el flujo (psi)

Q: Caudal de producción del pozo (STB/d)

B: Factor de volumen de formación del fluido en producción (STB/bbl)

μ : Viscosidad del fluido en el reservorio (cp)

k: Permeabilidad del reservorio (md)

Φ : Porosidad (fracción)

c_i : Compesibilidad total de fluidos (psi^{-1})

r: Distancia desde el pozo hasta un punto del reservorio (pies)

t: Tiempo (hrs)

Ei(-x): Función exponencial integral cuya solución viene anexa en la Tabla 1

$$Ei(-x) = -\int_{-x}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$$

La solución de la función Exponencial $Ei(-x)$ viene dado en la Tabla 1 anexa en la página 15.

Esto se cumple para: $3.79 \times 10^5 \Phi \mu c_{itw}^2/k < t < 948 \Phi \mu c_{ite}^2/k$

En una prueba típica drawdown o buildup, se le conoce a esta región como la región de “tiempos medios”, que dicho sea de paso es la mas importante y definitiva.

Debajo de este límite, la asunción de un pozo línea de tamaño cero, limita la ecuación (Tiempos tempranos); y por encima del límite, los efectos de frontera empiezan a afectar la distribución de presión en el reservorio (después del infinite acting o tiempos tardíos). Una simplificación muy útil para $x < 0.02$ con error menor al 0.6% es:

$$Ei(-x) = -\ln(1.781x) \dots\dots (Ec. 2)$$

Y esto último ocurre generalmente en el fondo del pozo, ya que cuando r es tan pequeño como r_w , el valor de $Ei(-x)$ en la Ec. 1 se hace menor a 0.02. Esto lo veremos mas adelante.

Usando esta aproximación, si medimos la Presión de fondo (P_{wf}) con un Memory gauge, tendremos la presión a un $r = r_w$, y combinando las ecuaciones 1 y 2 tendremos para un pozo de petróleo:

$$P_{wf} = P_i + 70.6 \frac{q\beta\mu}{kh} \ln\left(\frac{-1,688\phi\mu c_i r_w^2}{kt}\right) \dots\dots\dots (Ec.3)$$

que es lo mismo que expresarlo de la sgte manera:

$$P_i - P_{wf} = 162.6 \frac{qBu}{kh} \text{Log}\left(\frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{kt}\right) \dots\dots\dots (Ec.4)$$

Debido a operaciones de cementación, perforación, producción y efecto de almacenamiento, existe un daño “s” al pozo conocido como factor skín que ocasiona una alteración de la permeabilidad y su consiguiente restricción en la producción del pozo. Si incluimos este efecto de daño en la ecuación de arriba, tendremos la siguiente corrección:

$$P_i - P_{wf} = 162.6 \frac{qBu}{kh} \left[\text{Log}\left(\frac{kt}{\phi\mu c_i r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s \right] \dots\dots\dots (Ec.5)$$

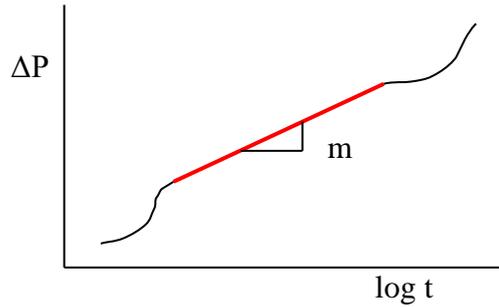
Lo cual nos será de gran utilidad mas adelante

Como vemos, la región de flujo radial toma la forma:

$$P_{wf} = m \cdot \text{Log}(t) + A$$

en donde m y A son constantes; es decir en un gráfico Semilog P_{wf} vs. $\text{Log}(t)$ aparece una línea recta con pendiente “ m ”

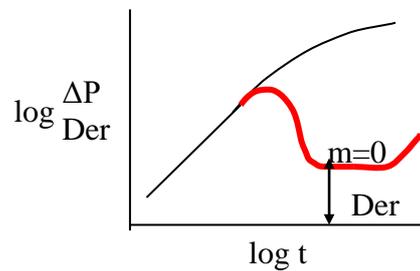
$$m = 162.6 \frac{q\beta\mu}{kh}$$



Asimismo, si plotamos en log-log, tendremos que la Derivada de la presión se hace constante en esta región, por lo cual tendremos que la derivada se torna horizontal

$$\text{Log}(\text{Der}) = \text{Cte}$$

Esto último ocurre si graficamos $\text{Log}(\Delta P_{wf})$ vs. $\text{Log}(t)$



Existe una corrección de la ecuación de difusividad (presentada en la Ec. 5) por compresibilidad, como función de la presión para pozos de gas en donde se hace uso de una nueva variable de pseudopresión $\Psi(P)$, definido en términos cuantitativos como:

$$\Psi = \int_{p_{\beta}}^p \frac{P}{\mu z} dp$$

TABLA 1

Valores de la función Exponencial integral, $Ei(-x)$										
$-Ei(-x)$, $0.000 < x < 0.209$, intervalo = 0.001										
x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.00		6.332	5.639	5.235	4.948	4.726	4.545	4.392	4.259	4.142
0.01	4.038	3.944	3.858	3.779	3.705	3.637	3.574	3.514	3.458	3.405
0.02	3.355	3.307	3.261	3.218	3.176	3.137	3.098	3.062	3.026	2.992
0.03	2.959	2.927	2.897	2.867	2.838	2.810	2.783	2.756	2.731	2.706
0.04	2.681	2.658	2.634	2.612	2.590	2.568	2.547	2.527	2.507	2.487
0.05	2.468	2.449	2.431	2.413	2.395	2.377	2.360	2.344	2.327	2.311
0.06	2.295	2.279	2.264	2.249	2.235	2.220	2.206	2.192	2.178	2.164
0.07	2.151	2.138	2.125	2.112	2.099	2.087	2.074	2.062	2.050	2.039
0.08	2.027	2.015	2.004	1.993	1.982	1.971	1.960	1.950	1.939	1.929
0.09	1.919	1.909	1.899	1.889	1.879	1.869	1.860	1.850	1.841	1.832
0.10	1.823	1.814	1.805	1.796	1.788	1.779	1.770	1.762	1.754	1.745
0.11	1.737	1.729	1.721	1.713	1.705	1.697	1.689	1.682	1.674	1.667
0.12	1.660	1.652	1.645	1.638	1.631	1.623	1.616	1.609	1.603	1.596
0.13	1.589	1.582	1.576	1.569	1.562	1.556	1.549	1.543	1.537	1.530
0.14	1.524	1.518	1.512	1.506	1.500	1.494	1.488	1.482	1.476	1.470
0.15	1.464	1.459	1.453	1.447	1.442	1.436	1.431	1.425	1.420	1.415
0.16	1.409	1.404	1.399	1.393	1.388	1.383	1.378	1.373	1.368	1.363
0.17	1.358	1.353	1.348	1.343	1.338	1.333	1.329	1.324	1.319	1.314
0.18	1.310	1.305	1.301	1.296	1.291	1.287	1.282	1.278	1.274	1.269
0.19	1.265	1.261	1.256	1.252	1.248	1.243	1.239	1.235	1.231	1.227
0.20	1.223	1.219	1.215	1.210	1.206	1.202	1.198	1.195	1.191	1.187

$-Ei(-x)$, $0.000 < x < 0.209$, intervalo = 0.01										
\underline{x}	<u>0</u>	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>7</u>	<u>8</u>	<u>9</u>
0.0		4.038	3.335	2.959	2.681	2.468	2.295	2.151	2.027	1.919
0.1	1.823	1.737	1.660	1.589	1.524	1.464	1.409	1.358	1.309	1.265
0.2	1.223	1.183	1.145	1.110	1.076	1.044	1.014	0.985	0.957	0.931
0.3	0.906	0.882	0.858	0.836	0.815	0.794	0.774	0.755	0.737	0.719
0.4	0.702	0.686	0.670	0.655	0.640	0.625	0.611	0.598	0.585	0.572
0.5	0.560	0.548	0.536	0.525	0.514	0.503	0.493	0.483	0.473	0.464
0.6	0.454	0.445	0.437	0.428	0.420	0.412	0.404	0.396	0.388	0.381
0.7	0.374	0.367	0.360	0.353	0.347	0.340	0.334	0.328	0.322	0.316
0.8	0.311	0.305	0.300	0.295	0.289	0.284	0.279	0.274	0.269	0.265
0.9	0.260	0.256	0.251	0.247	0.243	0.239	0.235	0.231	0.227	0.223
1.0	0.219	0.216	0.212	0.209	0.205	0.202	0.198	0.195	0.192	0.189
1.1	0.186	0.183	0.180	0.177	0.174	0.172	0.169	0.166	0.164	0.161
1.2	0.158	0.156	0.153	0.151	0.149	0.146	0.144	0.142	0.140	0.138
1.3	0.135	0.133	0.131	0.129	0.127	0.125	0.124	0.122	0.120	0.118
1.4	0.116	0.114	0.113	0.111	0.109	0.108	0.106	0.105	0.103	0.102
1.5	0.100	0.0985	0.0971	0.0957	0.0943	0.0929	0.0915	0.0902	0.0889	0.0876
1.6	0.0863	0.0851	0.0838	0.0826	0.0814	0.0802	0.0791	0.0780	0.0768	0.0757
1.7	0.0747	0.0736	0.0725	0.0715	0.0705	0.0695	0.0685	0.0675	0.0666	0.0656
1.8	0.0647	0.0638	0.0629	0.0620	0.0612	0.0603	0.0595	0.0586	0.0578	0.0570
1.9	0.0562	0.0554	0.0546	0.0539	0.0531	0.0524	0.0517	0.0510	0.0503	0.0496
2.0	0.0489	0.0482	0.0476	0.0469	0.0463	0.0456	0.0450	0.0444	0.0438	0.0432

$-Ei(-x)$, $2.0 < x < 10.9$, intervalo = 0.1										
\underline{x}	<u>0</u>	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>7</u>	<u>8</u>	<u>9</u>
2	4.89×10^{-2}	4.26×10^{-2}	3.72×10^{-2}	3.25×10^{-2}	2.84×10^{-2}	2.49×10^{-2}	2.19×10^{-2}	1.92×10^{-2}	1.69×10^{-2}	1.48×10^{-2}
3	1.30×10^{-2}	1.15×10^{-2}	1.01×10^{-2}	8.94×10^{-3}	7.89×10^{-3}	6.87×10^{-3}	6.16×10^{-3}	5.45×10^{-3}	4.82×10^{-3}	4.27×10^{-3}
4	3.78×10^{-3}	3.35×10^{-3}	2.97×10^{-3}	2.64×10^{-3}	2.34×10^{-3}	2.07×10^{-3}	1.84×10^{-3}	1.64×10^{-3}	1.45×10^{-3}	1.29×10^{-3}
5	1.15×10^{-3}	1.02×10^{-3}	9.08×10^{-4}	8.09×10^{-4}	7.19×10^{-4}	6.41×10^{-4}	5.71×10^{-4}	5.09×10^{-4}	4.53×10^{-4}	4.04×10^{-4}
6	3.60×10^{-4}	3.21×10^{-4}	2.86×10^{-4}	2.55×10^{-4}	2.28×10^{-4}	2.02×10^{-4}	1.82×10^{-4}	1.62×10^{-4}	1.45×10^{-4}	1.29×10^{-4}
7	1.15×10^{-4}	1.03×10^{-4}	9.22×10^{-5}	8.24×10^{-5}	7.36×10^{-5}	6.56×10^{-5}	5.89×10^{-5}	5.26×10^{-5}	4.71×10^{-5}	4.21×10^{-5}
8	3.77×10^{-5}	3.37×10^{-5}	3.02×10^{-5}	2.70×10^{-5}	2.42×10^{-5}	2.16×10^{-5}	1.94×10^{-5}	1.73×10^{-5}	1.55×10^{-5}	1.39×10^{-5}
9	1.24×10^{-5}	1.11×10^{-5}	9.99×10^{-6}	8.95×10^{-6}	8.02×10^{-6}	7.18×10^{-6}	6.44×10^{-6}	5.77×10^{-6}	5.17×10^{-6}	4.64×10^{-6}
10	4.15×10^{-6}	3.73×10^{-6}	3.34×10^{-6}	3.00×10^{-6}	2.68×10^{-6}	2.41×10^{-6}	2.16×10^{-6}	1.94×10^{-6}	1.74×10^{-6}	1.56×10^{-6}

A continuación anotamos una síntesis de las ecuaciones que gobiernan el comportamiento de presión de fondo durante el flujo radial para pruebas drawdown en pozos de petróleo y gas:

Pruebas Drawdown			
	Gráfico	Permeabilidad (md)	Daño aparente (Factor Skín)
Petróleo	ΔP vs Log(t)	$k = 162.6 \frac{q\beta\mu}{mh}$	$s = 1.151 \left(\frac{P_i - P_{wf}}{m} - \text{Log} \frac{kt}{\phi\mu c_i r_w^2} + 3.23 \right)$
	Log(ΔP) vs Log(t) Log($\Delta P'$) vs Log t	$k = 70.6 \frac{q\beta\mu}{Der \cdot h}$	$s = 1.151 \left(\frac{P_i - P_{wf}}{2.303Der} - \text{Log} \frac{kt}{\phi\mu c_i r_w^2} + 3.23 \right)$
Gas	$\Delta \Psi$ vs Log(t)	$k = \frac{1.632 \cdot 10^6 q_g T}{mh}$	$s = 1.151 \left(\frac{\Psi_i - \Psi_{wf}}{m} - \text{Log} \frac{kt}{\phi\mu_{gi} c_{ti} r_w^2} + 3.23 \right)$
	Log($\Delta \Psi$) vs Log(t) Log($\Delta \Psi'$) vs Log t	$k = \frac{7.088 \cdot 10^5 q_g T}{Der \cdot h}$	$s = 1.151 \left(\frac{\Psi_i - \Psi_{wf}}{2.303Der} - \text{Log} \frac{kt}{\phi\mu_{gi} c_{ti} r_w^2} + 3.23 \right)$

En donde:

Todas las unidades en Sistema inglés

q_g : Caudal de gas (MMscf/d)

Para pruebas Buildup, se hace uso de tiempo de Horner en semilog, y de tiempo equivalente en log-log; por lo demás el método y comportamiento es análogo.

Pruebas Buildup			
	Gráfico	Permeabilidad (md)	Daño aparente (Factor Skín)
Petróleo	ΔP vs $\text{Log} \frac{tp + \Delta t}{\Delta t}$	$k = 162.6 \frac{q\beta\mu}{mh}$	$s = 1.151 \left(\frac{P_i - P_{wf}}{m} - \text{Log} \frac{kt}{\phi\mu c_i r_w^2} + 3.23 \right)$
	Log(ΔP) vs Log(Δt_e) Log($\Delta P'$) vs Log(Δt_e)	$k = 70.6 \frac{q\beta\mu}{Der \cdot h}$	$s = 1.151 \left(\frac{P_i - P_{wf}}{2.303Der} - \text{Log} \frac{kt}{\phi\mu c_i r_w^2} + 3.23 \right)$
Gas	$\Delta \Psi$ vs $\text{Log} \frac{tp + \Delta t}{\Delta t}$	$k = \frac{1.632 \cdot 10^6 q_g T}{mh}$	$s = 1.151 \left(\frac{\Psi_i - \Psi_{wf}}{m} - \text{Log} \frac{kt}{\phi\mu_{gi} c_{ti} r_w^2} + 3.23 \right)$
	Log($\Delta \Psi$) vs Log(Δt_e) Log($\Delta \Psi'$) vs Log(Δt_e)	$k = \frac{7.088 \cdot 10^5 q_g T}{Der \cdot h}$	$s = 1.151 \left(\frac{\Psi_i - \Psi_{wf}}{2.303Der} - \text{Log} \frac{kt}{\phi\mu_{gi} c_{ti} r_w^2} + 3.23 \right)$

Estado de flujo con “Almacenamiento”:

Se manifiesta en la llamada región de “tiempos tempranos” durante la fase inicial de la prueba, antes que el flujo radial aparezca. En esta fase, los efectos que dominan son el factor skín (o daño del reservorio) y principalmente el “almacenamiento” que es un fenómeno en el cual predomina los efectos de la columna inicial de fluido que había en la tubería antes de la prueba por encima de los perforados, y que es responsable de la distorsión del comportamiento de la transiente de presión en su fase inicial. No vamos a complicarnos con el detalle matemático de lo que sucede, sino que mencionaré hay una relación directamente proporcional entre la caída de presión y el tiempo de prueba, dando como aplicación práctica que tanto la caída de presión, como la derivada de la caída de presión son directamente proporcionales al tiempo de prueba en escala rectangular y en escala log-log. Es decir, se ha encontrado que durante la fase de “almacenamiento”:

$$\Delta P = \frac{q\beta\Delta t}{24C_s} \dots\dots(Ec. 6)$$

en donde:

ΔP : Caída de Presión (psi)

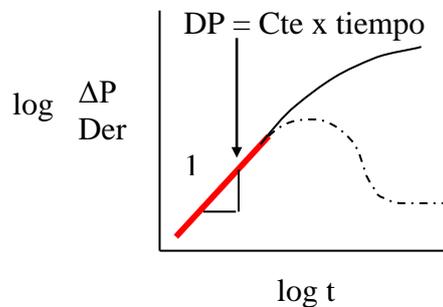
Q: Caudal de petróleo o agua

β : factor volumen formación

Δt : tiempo de prueba (hrs)

C_s : Constante de almacenamiento

$$C_s = \frac{q\beta}{24} \cdot \frac{\Delta t}{\Delta P} \dots\dots(Ec. 7)$$



De la Ec. 6:

$$\text{Log}(\Delta P) = \text{Log}(A \cdot \Delta t)$$

En donde, A es una constante, y luego:

$$\text{Log}(\Delta P) = \text{Log}(\Delta t) + \text{Cte} \dots\dots(Ec. 8)$$

Que es una dependencia lineal entre ΔP y Δt en escala log-log con pendiente de 45° durante la fase temprana

Si además relaciono la dependencia de la derivada de presión vs tiempo:

$$\text{Log}(\Delta P'), \text{Log}(\Delta P') \propto \text{Log}(\Delta t)$$

Dicho un poco mas explícitamente:

$$\text{Log}(\Delta P') = \text{Log}(B \cdot \Delta t)$$

En donde, B es una constante, y luego:

$$\text{Log}(\Delta P') = \text{Log}(\Delta t) + \text{Cte} \dots\dots(Ec. 9)$$

Tanto la Ec. 8 como la Ec. 9, representan el flujo en estado de almacenamiento o tiempos tempranos y representan una línea de pendiente unitaria de 45° al inicio de la prueba, tal y como se presenta en la fig. 8

Veremos mas adelante que la misma relación lineal se cumple para las variables adimensionales P_D, P_D' vs td ; plasmadas en una familia de curvas y que al final puede usarse un “matcheo” para marcar el inicio de la prueba y calcular la constante de almacenamiento C_s .

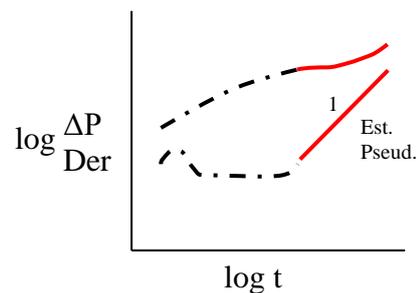
Nos adelantaremos al mencionar que las Curvas Tipo van mas allá del flujo en almacenamiento, sino que también cubren el flujo radial e inclusive efectos tardíos, pudiéndose determinar parámetros de reservorio

A continuación anotamos una síntesis de las ecuaciones que gobiernan durante el flujo de almacenamiento para pruebas drawdown y buildup en pozos de petróleo y su consiguiente corrección por compresibilidad como función de la presión para pozos de gas en donde se hace uso de una nueva variable de pseudopresión $\Psi(P)$

	Tipo de prueba	Constante de almacenamiento
Petróleo	Drawdown Log(ΔP) vs Log(Δt)	$C_s = \frac{q\beta}{24} \cdot \frac{\Delta t}{\Delta P}$
	Buildup Log(ΔP) vs Log(Δt)	$C_s = \frac{q\beta}{24} \cdot \frac{\Delta t}{\Delta P}$
Gas	Drawdown Log(ΔP) vs Log(Δt)	$C_s = \frac{2348qT}{\mu_{gi}} \cdot \frac{\Delta t}{\Delta P}$
	Buildup Log(ΔP) vs Log(Δt)	$C_s = \frac{2348qT}{\mu_{gi}} \cdot \frac{\Delta t}{\Delta P}$

Estado pseudoestable:

Hemos mencionado que el estado infinite acting se dá cuando la transiente de presión no alcanza los límites del reservorio. Después de eso, cuando comienza a alcanzar las fronteras del reservorio, estamos en el estado de flujo transicional tardío; y mas adelante cuando ha alcanzado todas las fronteras del reservorio llega al estado pseudoestable.



También se alcanza este estado cuando hay pozos cercanos cuyas producciones causan regiones de “no flujo” con el pozo de observación, como si fueran fallas sellantes. La ecuación que gobierna este estado, para casos de un pozo en el centro de un reservorio circular, es la siguiente:

$$P_i - P_{wf} = \frac{141.2q\beta\mu}{kh} \left[\frac{0.000527kt}{\phi\mu c_t r_e^2} + \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s \right] \dots \text{(Petróleo y agua) Ec. 8}$$

$$\Psi_i - \Psi_{wf} = \frac{1.417 \cdot 10^6 q_g T}{kh} \left[\frac{0.000527kt}{\phi\mu_{gi} c_{ti} r_e^2} + \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s \right] \dots \text{(Gas) Ec. 9}$$

Se le llama así porque en ese estado se cumple que la caída de presión por unidad de tiempo se mantiene constante en lo sucesivo. Es decir, en estado pseudoestable:

$$\frac{\partial P_{wf}}{\partial t} = \text{Constante}$$

Esto me es de gran utilidad para poder calcular el Volumen poroso de un reservorio a partir de una prueba drawdown de larga duración que llegue al estado pseudoestable.

Así, para **pozos de petróleo y agua**:

$$V_p = \frac{0.234q\beta}{(\partial P_{wf} / \partial t) \cdot c_t} \dots \text{(Ec. 10)}$$

Para **pozos de gas natural**:

$$V_p = \frac{2348qT}{(\partial P_{wf} / \partial t) \cdot \mu_{gi} c_{ti}} \dots \text{(Ec. 11)}$$

Para ambos casos:

$$V_p = \text{Volumen poroso (ft}^3\text{)}$$

Una observación importante es que la función derivada de presión en estado pseudoestable toma la forma de una línea recta con pendiente igual a 1, y la función de caída de presión sigue una trayectoria que tiende a ser asintótica a esta línea recta.

Generalización del Estado Pseudoestable en cualquier geometría de drenaje

El área de drenaje A se caracteriza por su magnitud, así como por un factor de forma C_A , cuyo valor depende de la forma del área y localización. Para el caso de un área circular con un pozo ubicado en el centro, el valor de C_A es 31.62, lo cual me lleva a las soluciones de las Ec. 8 y 9 respectivamente.

Después de terminado el estado “infinite acting”, viene un flujo transicional, para luego llegar a un flujo semi-estacionario (Pseudoestable), en el cual se ha determinado en unidades de campo que cumplen la ecuación siguiente:

$$P_{wf} = P_i - \frac{0.234q\beta t}{\phi c_t h A} - \frac{70.6q\beta\mu}{kh} \left[\ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right) \right] \dots \text{(Ec.12)}$$

Vemos en la Ec. 12, que la relación entre la P_{wf} y el tiempo es lineal, en donde la pendiente es negativa, dando que:

$$\frac{\partial P_{wf}}{\partial t} = \frac{0.234q\beta}{\phi c_i hA}$$

Que no es otra cosa mas que la Ec. 10, que me sirve para determinar el Volumen poroso del reservorio.

Por otro lado, tiene que cumplirse la condición de que el tiempo transcurrido, debe ser suficiente para asegurar que se haya llegado al estado semi-estacionario. Este tiempo mínimo requerido (t_{PSS}) viene dado por la siguiente relación:

$$t_{PSS} = \frac{\phi\mu c_i A}{0.000264k} (t_{DA})_{PSS} \dots\dots\dots(\text{Ec. 13})$$

Vemos que hay un término nuevo: t_{DA} , o tiempo adimensional, que a su vez tiene una relación con unidades de campo. Para esto, es imperativo introducir los términos adimensionales, que son tiempo adimensional (t_D), presión adimensional (P_D) y radio adimensional (r_D), dados por las siguientes relaciones:

$$P_D = \frac{kh}{141.2q\beta\mu} [P_i - P(r,t)] \dots\dots\dots(\text{Ec. 14})$$

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu c_i r_w^2} \dots\dots\dots(\text{Ec. 15})$$

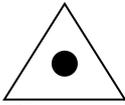
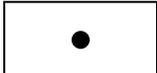
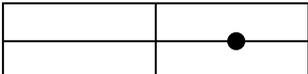
$$r_D = \frac{r_e}{r_w} \dots\dots\dots(\text{Ec. 16})$$

$$t_{DA} = t_D \left(\frac{r_w^2}{A} \right) \dots\dots\dots(\text{Ec. 17})$$

El valor de $(t_{DA})_{PSS}$ es el tiempo adimensional mínimo requerido para alcanzar el estado pseudoestable (o semi estacionario), el mismo que depende de la geometría de drenaje, es decir de la forma del reservorio. Así por ejemplo para un pozo en el centro de un reservorio cilíndrico, el área de drenaje sería circular y el valor de C_A es 31.62 y su respectivo t_{DA} sería mayor que 0.1.

Para distintas geometrías de drenaje, adjuntamos sus factores de forma y sus respectivos tiempos adimensionales mínimos (t_{DA}) para alcanzar el estado semi estacionario, en la tabla adjunta:

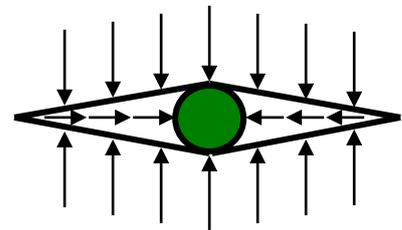
Tabla 2

Geometría de drenaje y ubicación del pozo en la misma	Factor de forma C_A	Tiempo adm. Mínimo para alcanzar est. Pseudoestable t_{DA}
 Circular: Pozo en el centro	31.62	0.1
 Cuadrada: Pozo en el centro	30.8828	0.1
 Triangular: Pozo en el centro	27.6	0.2
 Hexagonal: Pozo en el centro	31.6	0.1
 Cuadrada	12.9851	0.7
 Rectangular 1:2 Pozo en el centro	21.8369	0.3
 Rectangular 1:2	4.5141	1.5
 Rectangular 1:4 Pozo en el centro	5.3790	0.8
 Rectangular 1:4	0.2318	4

Hasta aquí hemos descrito brevemente las 3 regiones de tiempos en una prueba de pozos para un reservorio homogéneo, en donde prevalecen los fenómenos mas comunes, es decir: almacenamiento en los tiempos tempranos, flujo radial en los tiempos medios y estado “pseudoestable” en los tiempos tardíos; pero en otros reservorios se pueden presentar situaciones distintas en cuanto al tipo de flujo como flujo de fractura lineal o bilineal, flujo esférico, flujo canal, elíptico; o en cuanto a la heterogeneidad del reservorio como reservorios de doble porosidad o de doble permeabilidad. Describiremos algunos de ellos:

Flujo bilineal de fractura:

El flujo bilineal de fractura ocurre en pozos hidráulicamente fracturados donde la conductividad de la fractura vertical es finita. En este régimen se presentan 2 direcciones de líneas de flujo: uno de la matriz a la fractura y el otro de la fractura al pozo. Esto se evidencia sobre todo en fracturas grandes o en fracturas naturales. El objetivo de este análisis sería determinar la conductividad de la fractura $k_f \cdot w_f$. Este régimen de flujo aparece en la región de “tiempos tempranos”

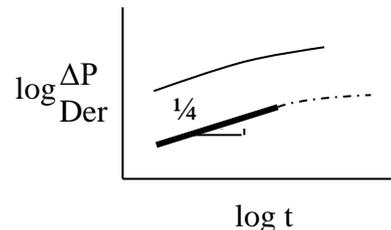


La relación entre el rate y el tiempo durante este régimen es:

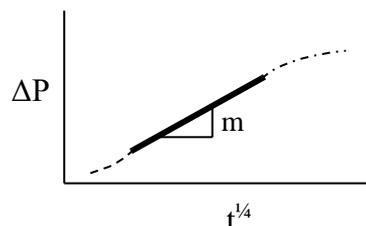
$$P_i - P_{wf} = \frac{44.13q\beta\mu}{h\sqrt{k_f w_f}} \cdot \frac{\sqrt[4]{t}}{\sqrt[4]{k\phi\mu c_i}} \dots\dots \text{(Petróleo y agua)}$$

$$\Psi_i - \Psi_{wf} = \frac{4.43 \cdot 10^5 q_g T}{h\sqrt{k_f w_f}} \cdot \frac{\sqrt[4]{t}}{\sqrt[4]{k\phi\mu_{gi} c_{ii}}} \dots\dots \text{(Gas)}$$

En ambos casos, observamos que $\log(\Delta P)$ vs $\log(t)$, se obtiene una línea recta con pendiente $1/4$



Y también: si graficamos ΔP vs $\sqrt[4]{t}$, obtendremos una línea recta con pendiente “m” obtenida al plotear la data



Determinación de la conductividad de la fractura: A partir del gráfico de arriba; es decir:

Para una prueba drawdown: $P_i - P_{wf}$ vs $\sqrt[4]{t}$

$$\sqrt{k_f w_f} = \frac{44.13 q \beta \mu}{h \cdot m \cdot \sqrt[4]{k \phi \mu c_t}} \dots\dots\dots (\text{Petróleo y agua})$$

$$\sqrt{k_f w_f} = \frac{4.43 \cdot 10^5 q_g T}{h \cdot m \cdot \sqrt[4]{k \phi \mu_{gi} c_{ii}}} \dots\dots\dots (\text{Gas})$$

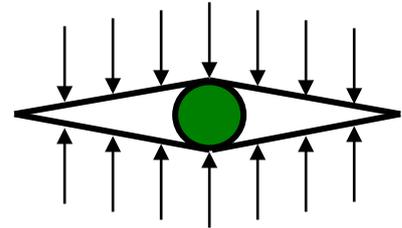
Para una prueba buildup: P_{ws} vs $\sqrt[4]{t_p + \Delta t} - \sqrt[4]{t}$

$$\sqrt{k_f w_f} = \frac{44.13 q \beta \mu}{h \cdot m \cdot \sqrt[4]{k \phi \mu c_t}} \dots\dots\dots (\text{Petróleo y agua})$$

$$\sqrt{k_f w_f} = \frac{4.43 \cdot 10^5 q_g T}{h \cdot m \cdot \sqrt[4]{k \phi \mu_{gi} c_{ii}}} \dots\dots\dots (\text{Gas})$$

Flujo lineal de fractura:

El flujo lineal de fractura ocurre en pozos hidráulicamente fracturados donde la conductividad de la fractura vertical es infinita. En esta situación la permeabilidad de la fractura es tan alta que la presión a lo largo de toda la fractura permanece constante. El objetivo de este análisis sería determinar la longitud de un ala de fractura x_f . Este régimen de flujo aparece en la región de “tiempos tempranos”

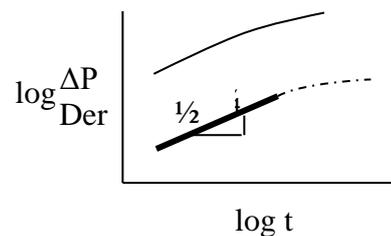


La relación entre el rate y el tiempo durante este régimen es:

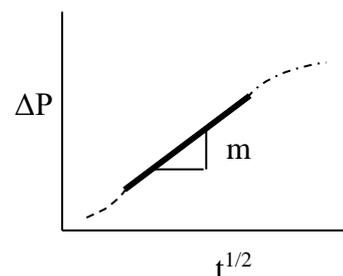
$$P_i - P_{wf} = \frac{4.064 q \beta \mu}{h x_f} \cdot \frac{\sqrt{t}}{\sqrt[4]{k \phi \mu c_t}} \dots\dots\dots (\text{Petróleo y agua})$$

$$\Psi_i - \Psi_{wf} = \frac{4.43 \cdot 10^5 q_g T}{h \sqrt{k_f w_f}} \cdot \frac{\sqrt[4]{t}}{\sqrt[4]{k \phi \mu_{gi} c_{ii}}} \dots\dots\dots (\text{Gas})$$

En ambos casos, observamos que $\log(\Delta P)$ vs $\log(t)$, se obtiene una línea recta con pendiente $1/2$



Y también: si graficamos ΔP vs \sqrt{t} , obtendremos una línea recta con pendiente “m” obtenida al plotear la data



Determinación de la longitud de un ala de fractura: A partir del gráfico de arriba:

Para una prueba drawdown: $P_i - P_{wf}$ vs \sqrt{t}

$$x_f \sqrt{k} = \frac{4.064 q \beta \mu}{m \cdot h \sqrt{\phi \mu c_i}} \dots\dots\dots (\text{Petróleo y agua})$$

$$x_f \sqrt{k} = \frac{40.785 \cdot 10^3 q_g T}{h \cdot m \cdot \sqrt{\phi \mu_{gi} c_{ii}}} \dots\dots\dots (\text{Gas})$$

La permeabilidad puede obtenerse del régimen de flujo radial o estimarse a partir de cores

Para una prueba buildup: P_{ws} vs $\sqrt{t_p + \Delta t} - \sqrt{t}$

$$x_f \sqrt{k} = \frac{4.064 q \beta \mu}{m \cdot h \sqrt{\phi \mu c_i}} \dots\dots\dots (\text{Petróleo y agua})$$

$$x_f \sqrt{k} = \frac{40.785 \cdot 10^3 q_g T}{h \cdot m \cdot \sqrt{\phi \mu_{gi} c_{ii}}} \dots\dots\dots (\text{Gas})$$

2.3.3 Obtención de parámetros de yacimiento mediante técnica de ajuste de datos usando “Curvas Tipo”

Existen distintos métodos para analizar pruebas de pozos, sin embargo la técnica mas usada es la de ajuste de datos por curvas tipo “matcheo” en la actualidad. Los programas comerciales como son: Saphir, Fekete, Pan System, Interpret, etc; realizan el ajuste de datos en forma automática y es el método que permite la identificación de los posibles modelos de yacimiento aplicables. El éxito se debe en parte, a poder disponer de la presión derivativa en el proceso, así como la solución o curva tipo modelo que se elabora y ajusta según las condiciones dinámicas que se sucedan durante la prueba en particular.

La técnica se basa en la relación directamente proporcional entre los parámetros y su correspondiente valor adimensional. Como sabemos:

$$p_D = \frac{kh \cdot \Delta P}{141.2q\beta\mu} \dots\dots\dots(\text{Ec. 18})$$

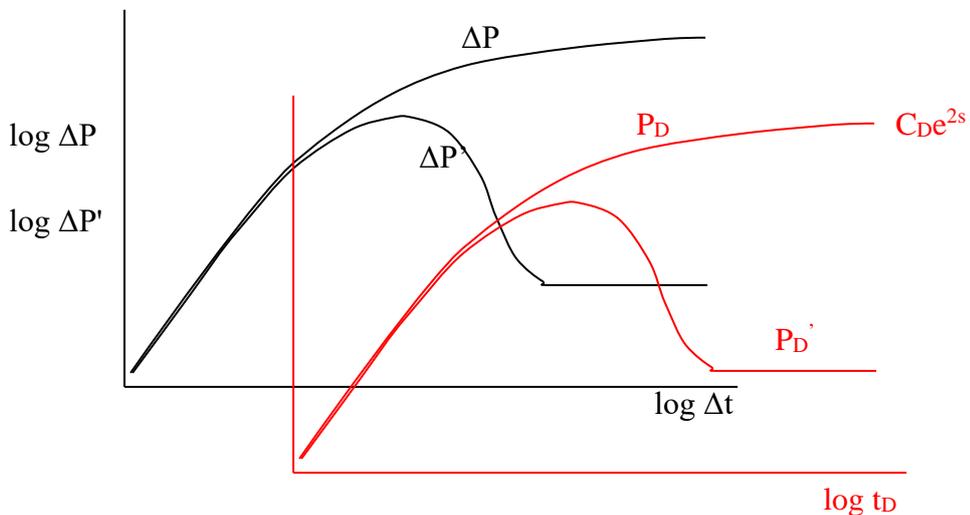
$$t_D = \frac{0.000264k \cdot \Delta t}{\phi\mu c_t r_w^2} \dots\dots\dots(\text{Ec. 19})$$

Por tanto, hay una relación directa:

$$p_D = A \Delta P; \quad t_D = B \Delta t$$

por tanto:

$$\log p_D = \log A + \log \Delta P; \quad \log t_D = \log B + \log \Delta t;$$



De aquí, que al graficar la data de ΔP y $\Delta P'$ vs Δt en escala log-log, vamos a tener una forma aproximada a la arriba mostrada, para luego llevar a buscar que coincida lo mejor posible a la forma de una de adimensionales P_D y P_D' en la familia de curvas tipo adimensionales. Para ello, debemos desplazar horizontal y verticalmente paralelas al momento de hacer el ajuste en la misma escala logarítmica.

Una vez lograda la coincidencia, se elige un punto cualquiera de la gráfica o el mas conveniente para leer, denominado “punto de ajuste” y su correspondiente valor adimensional señalado por el parámetro adimensional $C_D e^{2s}$. Además hemos visto que C es una Constante de almacenamiento, y C_D también lo es adimensionalmente. Así:

$$C_D = \frac{0.8936C}{\phi h c_t r_w^2}$$

Por tanto:

$$C_D e^{2s} = \frac{0.8936}{\phi h c_t r_w^2} \cdot C e^{2s}$$

Usando las ecuaciones que relacionan la presión con P_D y el tiempo con t_D ; obtengo los parámetros del yacimiento k , C y s en el caso simple de un reservorio homogéneo. Igualmente y según el tipo de yacimiento del proceso de ajuste, se logran obtener parámetros adicionales que identifican al yacimiento.

Además del producto kh , C y s , podemos a manera de ejemplo derivar los parámetros ω y λ , para el caso de un yacimiento naturalmente fracturado (doble porosidad), o la movilidad (M) para el caso de un sistema tipo radial compuesto.

$$\omega = \frac{(V\phi c_t)_f}{(V\phi c_t)_f + (V\phi c_t)_m}$$

$$M = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_1}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_2}$$

$$\lambda = \alpha \cdot r_w^2 \frac{k_m}{k_f}$$

Dado que el proceso involucra la totalidad de los datos, igualmente se puede obtener el valor de la presión del yacimiento al momento de la prueba, así como la descripción geológica del área de drenaje o la investigada durante la prueba.

Los datos de presión obtenidos de la prueba se grafican en escala Log-Log, a fin de identificar mediante inspección visual, los posibles regímenes de flujo y su inicio, y por lo tanto definir los mismos en una gráfica Semilog, para de esta manera validar el proceso de cálculo basado en técnicas semi-logarítmicas. La diferencia entre los valores de los parámetros de yacimiento obtenidos usando ambos métodos, debe ser como máximo 10%.

3. USOS DEL SLICKLINE

3.1 Descripción del Equipo

El equipo de “Slick line” está dividido en 3 grandes grupos: 1) Unidad de “Slickline”, 2) equipo de hermeticidad, 3) herramientas de superficie, y 4) herramientas de “Slick line” de subsuelo; los cuales a su vez se subdividen en unidades mas pequeñas. Empezaremos describiendo la:

3.1.1 Unidad de Slickline

Las Unidades de “Slick line” son las máquinas que proveen la fuerza, el movimiento y estabilidad para bajar y subir las herramientas al interior del pozo. Tal y como se muestran en las fig. 1 y fig. 2, las unidades de “Slick line” pueden ser de acuerdo a su naturaleza: mecánicas e hidráulicas; pero en ambos casos constan de 3 partes principales: motor, estructura y winche



El motor provee la fuerza y movimiento para transmitir la rotación al eje con menor diámetro, el cual a su vez hace lo propio a otro eje de mayor diámetro mediante una cadena de arrastre para lograr la rotación al fin del winche donde va enrollado el alambre, el mismo que pasa finalmente por el contómetro que tomará las lecturas de profundidad.

Con su debida manipulación se pueden realizar “pescas”, instalaciones de equipos de subsuelo, tensionar, golpear, paradas a cierta profundidad, velocidad variable, velocidad constante.

La estructura es toda la armazón que sostiene el motor, el winche, el tanque de combustible y es normalmente de fierro dulce. Es diseñada para transportar la unidad por vía terrestre, marítima, fluvial y aérea, para ello tienen grilletes y estrobos correctamente instalados para su transporte.

El winche es el carrete metálico que cobija el alambre enrollado a su alrededor, y normalmente es de un acero fuerte llamado “bohler” que tiene características especiales de dureza, resistencia a la tensión y abrasión. Desde aquí saldrá el alambre desde o hacia el pozo controlado por el medidor de profundidad o contómetro

3.1.2 Equipo de hermeticidad – Control de presión en superficie

Es todo el conjunto de accesorios que confinan toda la presión en superficie que pudiera salir del pozo. Cabe mencionar que es muy importante trabajar con la presión controlada por razones de seguridad y operatividad, pudiéndose evitar accidentes de trabajo, y tener buena performance de servicio con esta correcta aplicación; se ha visto en muchos casos que una fuga de presión ocasiona golpes, traumatismos, inclusive accidentes fatales, así como la aspiración de gases tóxicos que merman la salud del trabajador.

Podemos mencionar entre los accesorios de hermeticidad los siguientes:

BOP o Preventor de reventones: Va siempre sobre la boca del pozo con la finalidad de permitir el pasaje de presión, o para aislar el paso de la misma hacia el lubricador.

Se usa para poder controlar el pasaje de presión del pozo hacia arriba; y huelga decir que juega un papel primordial en la hermeticidad del trabajo. La ventaja principal es que al cerrar el BOP atrapa el alambre, sella y no corta ni daña dicho alambre, por lo cual debe tratarse de un BOP de “Slick line”.



Está compuesto internamente de unos cauchos de vinilo (“rams”) diseñados para aislar hasta 5,000 ó 10,000 psi según sea el caso mediante la operación de cierre con sus “orejas”. Dependiendo del trabajo a realizar, pueden tener diámetros de $2\frac{3}{8}$ ”, $2\frac{7}{8}$ ”, $3\frac{1}{2}$ ” (fig. 3)

Como puede verse, van acompañadas de un “adapter” por su parte superior que provee asiento en su base, y terminan arriba en un hilo especial para unión rápida que recibirá al lubricador



Lubricadores: Van encima del BOP y proveen el espacio necesario para introducir las herramientas de “Slick line” en un ambiente controlado de presurización y desfogue de presión (Fig. 4). Generalmente los lubricadores tienen un O.D. de $2\frac{3}{8}$ ”, $2\frac{7}{8}$ ”, $3\frac{1}{2}$ ”, y llevan anexo en su parte inferior un orificio para poder manipular con una válvula la hermeticidad del lubricador.

En caso que un lubricador no tenga la longitud suficiente, se pueden acoplar 2 o mas lubricadores por medio de coples o uniones rápidas, pudiendo encajar dentro el Juego de herramientas mas la herramienta de “Slick line” que va a manipularse

Stuffing box: Sirve de entrada y al mismo tiempo de guiador del alambre desde la superficie hacia el interior del lubricador, es decir pasa el alambre de un ambiente normal a un ambiente presurizado. Consta de una polea adjunta a la caja reductora en donde pasa por unos cauchos o retenes que sellan y al mismo tiempo dejan correr el alambre, para terminar en una conexión al lubricador mediante una unión rápida (fig. 5). Deben ser capaces de aguantar las altas presiones que se encontrarán en boca de pozo



3.1.3 Herramientas y accesorios de Slickline en superficie

Para el armado del equipo de “Slick line” debe contarse con herramientas y accesorios especiales algunos y otros de mano que contribuyen al izamiento del mástil o “pluma” de “Slick line”, la misma que servirá de soporte al lubricador. Mencionaremos las siguientes:

Guiadores de Stuffing box: Sirven para direccionar correctamente el alambre que viene desde superficie hacia el lubricador, y son de bronce generalmente para evitar generación de chispa por algún golpe o colapso

Cauchos de Stuffing box: Son retenes de caucho especial cuya función es mantener hermético el lubricador y al mismo tiempo dejar correr el alambre de “Slick line” de arriba abajo y viceversa. Deben usarse por seguridad hasta 7 cauchos en serie para pozos de alta presión (3000 psi)

Graseras: Son bombas que inyectan grasa hacia el stuffing box a través de una manguera de alta para corregir fugas y lograr hermeticidad total. Tienen en su dispositivo un sistema de empuje de hidrolina para desplazar la grasa que hará el sello total. Es importante el uso de graseras desde el punto de vista de seguridad, ya que evita que el operador suba a la parte alta del lubricador a ajustar los cauchos; siendo necesario tan solo bombear la grasa desde superficie

Llaves Stilson: Se usan generalmente de 24” y 36”, y deben estar en buenas condiciones de agarre, ya que un resbalamiento puede ocasionar un golpe, o peor aún no obtengo un torque adecuado para ajustar las partes del lubricador u otras piezas pudiendo llevar a una hermeticidad deficiente y a un ensamblaje frágil. Hay que revisar periódicamente las quijadas y talones de las llaves Stilson

Pasteca o tecele: Con soga nylon sirven como dispositivo de izaje del lubricador y del BOP; tienen un sistema de poleas o polipasto que atenúan y reducen el esfuerzo aplicado para levantar una carga. Van en la parte superior del mástil o “gin pole” en sus poleas superiores, hacia el lubricador o la carga en sus poleas inferiores.

Polea de piso: También llamada polea de 90°, y es aquella que me permite el cambio de dirección del alambre de una orientación vertical a una horizontal y viceversa, sea desde el pozo hacia la unidad de “Slick line” o al revés. Va generalmente cerca del piso (aprox. 1 m. del suelo) para poder lubricar manualmente con diesel el alambre mientras este discurre al pozo o desde él

Indicador de pesos: Es un indicador de la tensión que soporta el alambre. Tiene un sensor, un reloj indicador de tensión y mangueras de alta. Para “Slick line”, no es recomendable pasar de una tensión por encima de 1,000 lbs porque hay riesgo de que se rompa el alambre por sobreesfuerzo. Estas tensiones excesivas ocurren generalmente en los colapsos, “agarres”, operaciones de “pesca”, en los enterramientos en arena de fondo en donde es importante el uso del indicador de peso. También me sirve en operaciones de “Slickline” como pescas de válvulas de subsuelo, topes de arena, sellos de fondo, etc

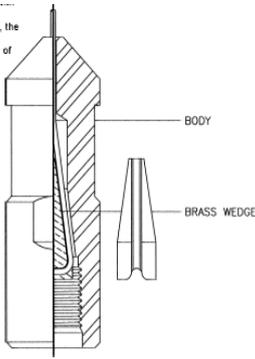
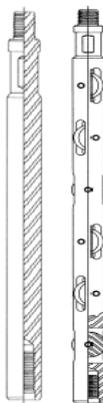
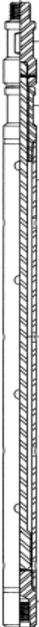
Combas: De tamaño mediano alrededor de 5 a 10 kg, sirven para retirar el “sombbrero” del cabezal del pozo o para instalarlo; y si el pozo es de gas se usa combas de bronce para no generar chispas peligrosas. El golpe debe ser certero y con la fuerza adecuada

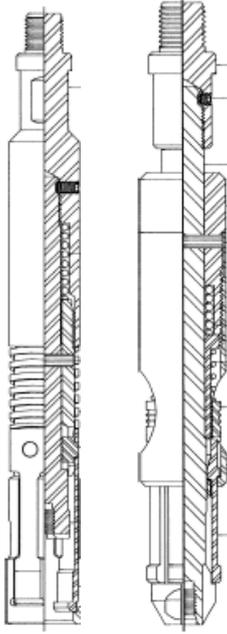
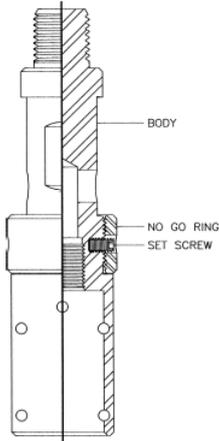
Alambre de Slick line: No lleva trama ni alma, generalmente viene en diámetros de 0.078”, 0.092”, 0.108”, 0.125” y de distintas calidades. Los hay simples, de acero al carbón, de acero inoxidable, en ese orden de precios diseñados para soportar altas tensiones en el primer caso, mayores tensiones y torsiones en el segundo y resistente a los químicos en el tercer caso. La resistencia “Standard” a la tensión para un alambre simple de 0.092” (usado en Talara) es de 1,630 lbs

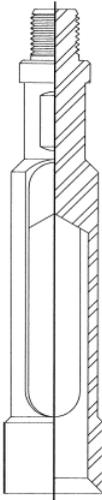
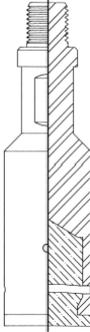
Otras herramientas: Alicates de corte, alicates de presión, roldanas para hacer la pepa, coples 2³/₈”, 2⁷/₈”, 3¹/₂”, llaves francesas, llaves mixtas, abrazaderas, nipples, “crossovers”

3.1.4 Herramientas y accesorios de Slickline de subsuelo

Hay un conjunto de fondo que se baja con la unidad de “Slick line” y estas son las barras de peso, “jars” o tijeras, martillos hidráulicos, equalizadores, “prongs”, “probes”, herramientas de subsuelo. A continuación describimos algunas:

<p>Rope sockets: Proporcionan el medio para unir el alambre de slickline con la sarta de herramientas. Para esto, el rope socket tiene un orificio en su parte superior para dar cabida al paso del alambre hacia dentro, y con la ayuda de la formación de una “pepa” se obtiene un dispositivo seguro para que el alambre sostenga el peso de la sarta de herramientas así como las tensiones que tendrá que aplicársele. Según sea el diámetro del alambre (0.078”, 0.092”, 0.108”, 0.125”) y el cuello de pesca o “fishing neck” (1¼, 1½, 1¾, 1⅞”) los tendremos de distintas medidas</p>	 <p>The diagram shows a cross-section of a rope socket. A wire is inserted into a hole in the top of a cylindrical body. A brass wedge is used to secure the wire. Labels include 'BODY' and 'BRASS WEDGE'. There is also some partially visible text on the left: '... the of'.</p>
<p>Barras de peso (Stems): Normalmente de 1½” para pozos de 2⅜” y 2⅞”, también hay de 1”, 1¼”, 1¾” según sea la necesidad. Para corte de parafina puede necesitarse al inicio barras delgadas para poder bajar en el pozo obstruido por acumulación de parafina en las paredes. Su función es proporcionar peso para que puedan bajar las herramientas al pozo, y también impedir el enrollamiento de alambre en subsuelo por algún golpe repentino de gas, por lo cual hay que usar suficiente peso y evitar las aperturas o desfuegos bruscos Diámetros dispon.: ¾”, 1”, 1¼”, 1½”, 1¾”, 1⅞”, 2⅞” Longitudes disponibles: 2’, 3’, 5’</p>	 <p>The image shows two different types of stems. The one on the left is a standard drill bit with a double-flute design. The one on the right is a more complex stem with multiple cutting edges and a different profile.</p>
<p>Tijeras (Jars): También de 1½” para pozos de 2⅜” y 2⅞”, también hay de 1”, 1¼”, 1¾” según sea la necesidad. La utilidad de esta herramienta es proporcionar la carrera necesaria para permitir el “golpe” en el subsuelo para poder instalar o para poder recuperar por tensión. Añadiré que es muy importante mantener golpe de tijera porque en ese caso es posible liberar de posibles atascamientos o colapsos, en caso contrario no habría posibilidad de liberar por lo cual el alambre queda agarrado y se agrava el problema con un posible “pescado”. Con la experiencia adecuada del operador, se logran hacer sentadas de taponos de fondo, cambios de válvulas de subsuelo, apertura de camisas, etc Diámetros dispon.: ¾”, 1”, 1¼”, 1½”, 1¾”, 1⅞”, 2⅞” Long. Disponibles: 2’, 3’, 5’</p>	 <p>The image shows a jar, which is a long, narrow tool with a cutting edge. It is used for cutting through wax or other obstructions in a well.</p>

<p>Muñecos (knuckle joints): Van entre barra y barra de peso y sirven para bajar la sarta de herramientas en pozos desviados para permitir cambio de dirección. Son útiles en operaciones de “pesca” donde el pescante requiere flexibilidad para localizar la cabeza de pesca Diámetros dispon.: ¾”, 1”, 1¼”, 1½, 1¾”, 1⅞”, 2⅞”</p>	
<p>Pescantes (Pulling tools): Su función es “pescar” la herramienta de subsuelo por su cabeza de pesca (fishing head) para realizar intervenciones como: ecualización, recuperación de válvulas y tapones de subsuelo; así como para realizar trabajos de recuperar “pescados”. Hay pescantes de slickline tipo Pulling tools, tipo O’Bannon de pendiendo del grado de importancia y riesgo de la intervención. Por ejemplo los pulling tools tienen la ventaja de que puedo liberar en caso que el agarre sea muy severo y comprometa riesgo de un pescado mayor; los O’Bannon, pescan y ya no sueltan la herramienta y se usan en casos que el operador no tenga mas opción que arriesgarse a liberar o empeorar el problema. También hay pescantes de guayas tipo arpón que atrapan el alambre que puede estar en forma de un moño en el fondo</p>	
<p>Bajantes (Running tools): Van debajo del jar y sirven para sentar la herramienta requerida a la profundidad programada. Para dicho sentado, el bajante sostiene la herramienta con unos pines relativamente frágiles, los cuales al activarse un golpe de tijera sobre el bajante se romperán, quedando instalado el dispositivo a la profundidad requerida. Es mas sencillo que instalar con pescante ya que requieren menos golpes de compresión porque tienen pines débiles con respecto al pin del bajante</p>	

<p>Copas (Paraffin Cutter): Sirven como calibradores de la pared de la tubería, es decir nos indican si hay colapsos en ella ya que esta copas bajan casi al ras de la tubería, y dejan muy poca luz entre la copa y la pared de la tubería. Si la copa no baja hasta el niple de asiento, quiere decir que la tubería ha sufrido una deformación por un antiguo golpe o servicio de completación, y que podría haber riesgo al momento de intervenir el pozo con slickline. Normalmente son de diámetros de 1 7/8", 2 5/16" y deberían correr en condiciones normales desde el cabezal hasta el niple o No Go. También son útiles para remover los últimos vestigios de parafina y para localizar niples de asiento</p> <p>Diámetros dispon.: 1 1/4", 1 1/2", 1 3/4", 1 7/8", 2", 2 1/2", 3", 4", 5", 6"</p>	
<p>Estampas (Impression blocks): Toman una impresión de fondo, es decir traen el reflejo de la instalación de fondo en una capa de plomo que se hizo chocar con lo que queremos determinar. Nos sirve muchas veces para identificar si hay algún elemento extraño, o para ver si la válvula de subsuelo está en su lugar correcto, con lo cual tendré mas criterio para tomar una decisión para intervenir al pozo. Normalmente vienen en diámetros de 1" y 2"</p> <p>Diámetros dispon.: 1", 1 1/4", 1 1/2", 2", 2 1/2", 3", 4"</p>	
<p>Cuchillas (Paraffin scratcher): Usadas para limpiar el pozo de acumulaciones de parafina en las paredes internas de la tubería. Estas cuchillas hacen una acción de raspado con lo cual la tubería va quedando libre. En servicios de corte de parafina, son muy usadas para evitar obstrucción de producción por acumulación de parafina</p> <p>Longitudes disponibles: 2", 2 1/2", 3"</p>	

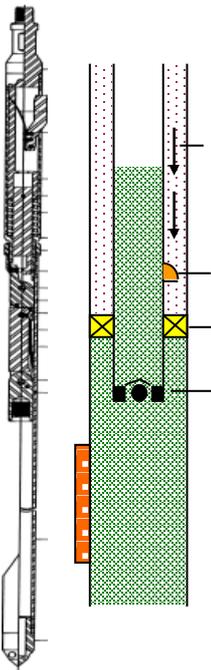
<p>Diablo (Go devil): Sirve para romper el alambre por su parte mas baja, es decir a la altura del “rope socket”; para de esta manera poder recuperar el alambre sin dificultad y luego proceder a recuperar con pescante la herramienta que se encuentra libre en su cabeza de pesca. Se usa en los casos que la herramienta se quede “agarrada” o sin golpe de tijera, y hay que tener cuidado de usar la longitud adecuada: ni tan grande como para dañar la tubería, ni tan chico que me impida romper el alambre. La forma de bajar del diablo es por medio de una ranura baja a velocidad alrededor del alambre hasta llegar con la fuerza suficiente al rope socket y romper alambre</p> <p>Diámetros: 1¼”, 1½”, 1¾”, 1⅞”</p> <p>Longitudes: 3’, 5’</p>	
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------

3.2 Tipos de Servicios con Slickline

Hemos hecho mención a algunos servicios que pueden realizarse con “Slick line”. A continuación vamos a describir su procedimiento y su utilidad en cada caso en particular:

Recuperación e instalación de válvula de subsuelo de gas lift: Se realiza normalmente cuando un pozo baja su producción y se quiere restaurar la misma a niveles normales. Frecuentemente la baja de producción es debido a falla en el funcionamiento de la válvula, ya que a través de ella pasa y obtura la inyección de gas que puede estar a altas presiones como en Talara que puede tener 950 psi del sistema de compresor. Normalmente la inyección es cíclica, y se llama inyección de gas intermitente la misma que tiene un rango de variación según sea la condición del pozo (el ciclo puede ser desde 5 min hasta 1 hora de inyección por 1 hr hasta días de cierre). Este sistema de producción lo tienen los pozos de baja producción, bajo Índice de Productividad (IP) si hay disponibilidad de gas para compresores de gas que atenderán a varios pozos.

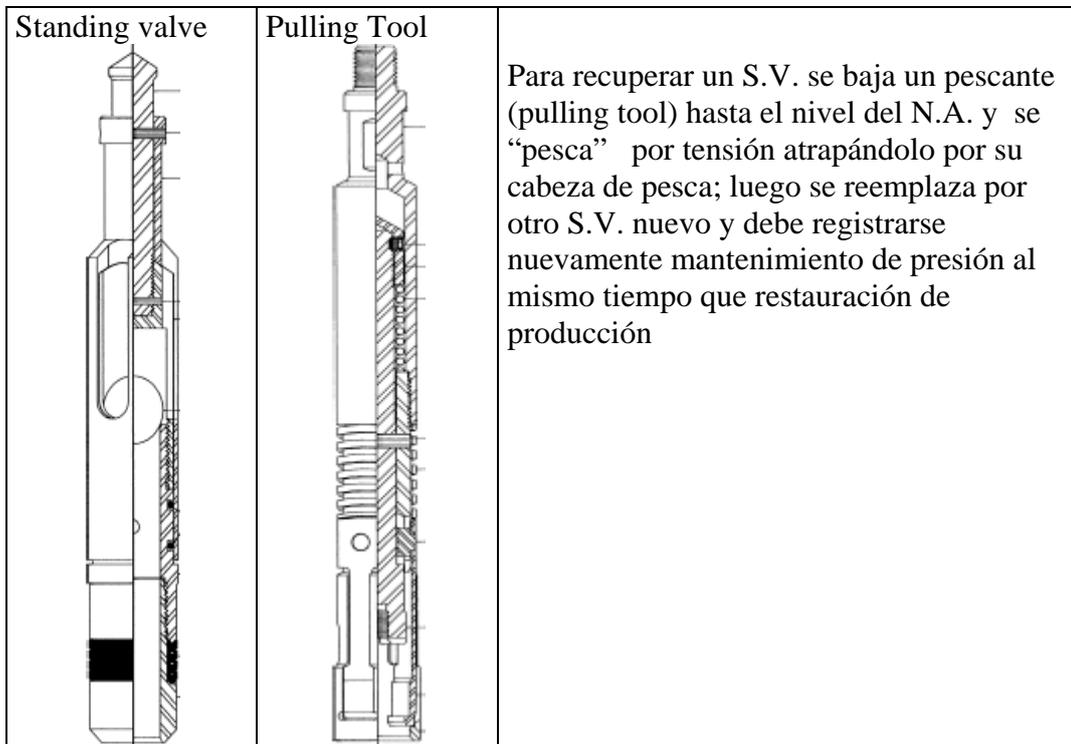
Cabe anotar que toda instalación de gas lift requiere de una “válvula check” o “Standing valve” alojada en el niple de asiento para permitir flujo solamente hacia arriba y evitar pérdida de presión de arriba hacia abajo al momento de presurizar el “tubing” por apertura de la válvula

 <p>Inyección cíclica de gas lift</p> <p>Válvula de subsuelo</p> <p>Packer</p> <p>Niple de asiento con standing valve</p>	<p>La instalación de gas lift lleva una válvula de subsuelo tipo Bk-1 en Talara, y debe ir siempre acompañada de una válvula check llamada standing valve que permita flujo solamente hacia arriba pero no hacia abajo</p> <p>Para recuperar la válvula, se adjunta a la sarta de herramientas una herramienta llamada "kick Over" con pescante de 1" que se encargará de localizar en el "mandrel" la válvula y recuperarla previo desfogue de presión del anular</p> <p>Para instalar válvulas, se hace también con "Kick Over" y un bajante al que se le rompe un pin y deja anidada la nueva válvula en el "mandrel"</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Cambio de Standing valve: Se hace necesario cuando el pozo trae poca producción, lo que puede significar que al no trabajar bien el bolón del "Standing valve", no permite buena acumulación de líquido encima del niple de asiento; o bien que hay pérdida de presión que está escapando hacia abajo en la formación.

El Standing valve es importante porque ayuda al pozo a acumular columna de líquido encima del niple de asiento e impide que el líquido y la presión escapen hacia abajo del N.A. hacia la formación, además el S.V. es útil para hacer prueba de hermeticidad a la tubería

Para recuperar un S.V. se baja un pescante (pulling tool) hasta el nivel del N.A. y se "pesca" por tensión atrapándolo por su cabeza de pesca; luego se reemplaza por otro S.V. nuevo y debe registrarse nuevamente mantenimiento de presión al mismo tiempo que restauración de producción



Instalación de tapón de subsuelo: A veces es necesario instalar un tapón de subsuelo en la tubería por razones de falta disponibilidad de equipo, por razones de economía o por argumentos estrictamente técnicos en donde es mejor usar unidad de “Slick line” para esta intervención.

Para esto, existen tapones de subsuelo para tubería llamados “blanking plugs” (fig. 9) que se alojan en niples de asiento de distinta fabricación; los hay N.A. convencionales, “NoGo” tipo “R”, tipo “F”, tipo “S”, etc; teniendo todos ellos la función de proporcionar asiento a la medida para la instalación del “blanking plug”.

Mencionaré brevemente el mecanismo de instalación:

1) Bajar sarta de herramientas con “blanking plug” y “prong” instalado (baja dejando que el “prong” dé pase al fluido hacia arriba) sostenidos por un bajante, 2) Dar golpes de tijera para romper pines del bajante, dejando instalado el “blanking plug”, 3) al levantar la sarta de herramientas el prong es removido de su sitio a una nueva posición en que queda sellado el “blanking plug”, realizándose de esta manera el cierre de fondo.

Para su recuperación, se siguen los siguientes pasos:

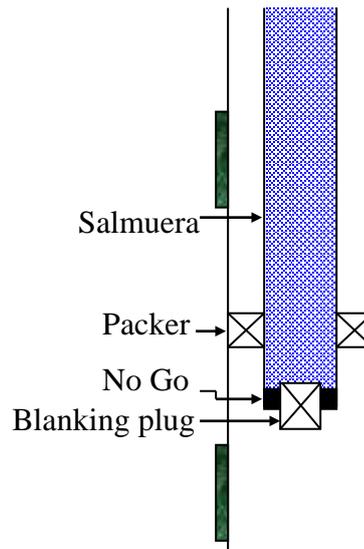
1) Bajar un pescante para recuperar el “prong” y poder ecualizar la presión que viene desde abajo hacia arriba 2) Esperar de 10 a 30 min que termine de ecualizar la presión, 3) Bajar un probe dentro de un pescante para cerrar las uñas de anclaje y al mismo tiempo “pescar” por el “fishing neck” y recuperar el “blanking plug”

Ahora bien, las aplicaciones de este servicio pueden ser varias:

Pruebas BHP: Se describirán mas adelante

Ayudar a “matar” el pozo: en caso de querer controlar el cambio de cabezal y/o de tubería en superficie. Para poder hacer maniobras en superficie, hay que asegurarse que el pozo no tenga presión, y en caso que tenga debe seguirse mas o menos el siguiente procedimiento:

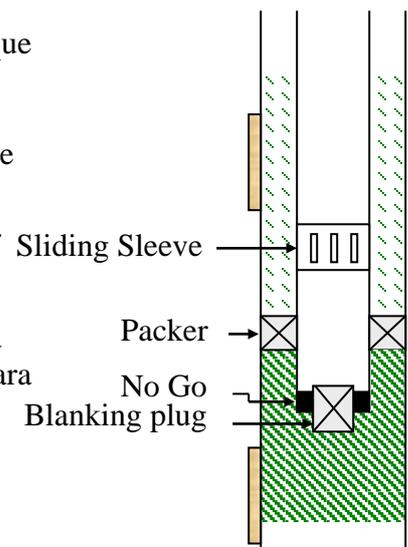
El pozo debe llenarse con salmuera y aditivos por la tubería inyectándolos a presión hasta que no tenga presión en cabeza. En este punto hay que tener cuidado porque no sería nada extraño que el pozo reaccione, acumule presión y empiece las fugas de presión en superficie; para esto es recomendable o mejor dicho imperioso, instalar por seguridad un tapón de cierre de fondo que encaje en el niple de asiento de la tubería, para evitar que la presión del pozo debajo del tapón no pase encima del N.A., logrando de esta manera doble seguridad para proceder a maniobrar arriba en superficie. Adicionalmente, para pozos de gas se puede instalar dentro del un lubricador que iría encima del cabezal una válvula llamada “backpressure valve” que mantendría en superficie la presión en cero



Apertura y cierre de camisas:

Durante la completación de un pozo, es práctica habitual que vaya instalado encima del packer una camisa “Sliding Sleeve” que permita el flujo del anular hacia la tubería por encima del packer, y cuando se requiere cerrar dicho pasaje de flujo. Para abrir y cerrar estas camisas, se hace uso del Slickline con una herramienta llamada “Shifting tool” (fig. 10) que abre y cierra esta camisa .

Como aplicación, se puede evaluar la producción selectiva del pozo en caso que hayan 2 o mas arenas punzonadas. Para ello debe usarse adicionalmente un blanking plug para instalar y recuperar del niple de asiento de acuerdo a la secuencia requerida.



Otra aplicación puede ser ayudar a “matar” el pozo por inyección de presión desde el anular hacia el tubing, en inversa, siendo de esta manera mas fácil inyectar fluido que directamente por la tubería

Hay camisas y “Shifting tools” disponibles en varias medidas, generalmente para diámetros de $2\frac{3}{8}$ ”, $2\frac{7}{8}$ ”, $3\frac{1}{2}$ ”

Seguidamente, presentamos algunas fotos del equipo listo para trabajar, y también en locación

Unidad de Slickline lista para transportar:



Vista de atrás:



En locación:



Prueba de Presión en 1 Pozo de gas de Aguaytía

4. APLICACIONES Y EXPERIENCIAS DE CAMPO

4.1 Registro Build up usando Cierre de Fondo

En un Lote perteneciente a Talara, se corrió una prueba BHP por 8 días consistente principalmente en un buildup con cierre de fondo, empleando para ello un tapón de cierre de fondo que ancló en el niple “No Go” tipo “R” con ID=2.25” y tubería con OD=2 $\frac{7}{8}$ ” e ID=2.44”. Adicionalmente se bajó un packer que selló y aisló la tubería del anular. La lectura de presión de fondo fue tomada con registrador electrónico de presión “Memory gauge” el mismo que se bajó a 1060 pies cerca de los perforados. Para mitigar el efecto de almacenamiento se “swabeó” el pozo previo a la instalación del tapón.

Para el análisis de la prueba se recolectó información petrofísica previamente:

$$Q_o = 6 \text{ Stb/d}$$

$$B_o = 1.015 \text{ bbl/Stb}$$

$$c_o = 4.00 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$\Phi = 15\%$$

$$h = 10 \text{ pies}$$

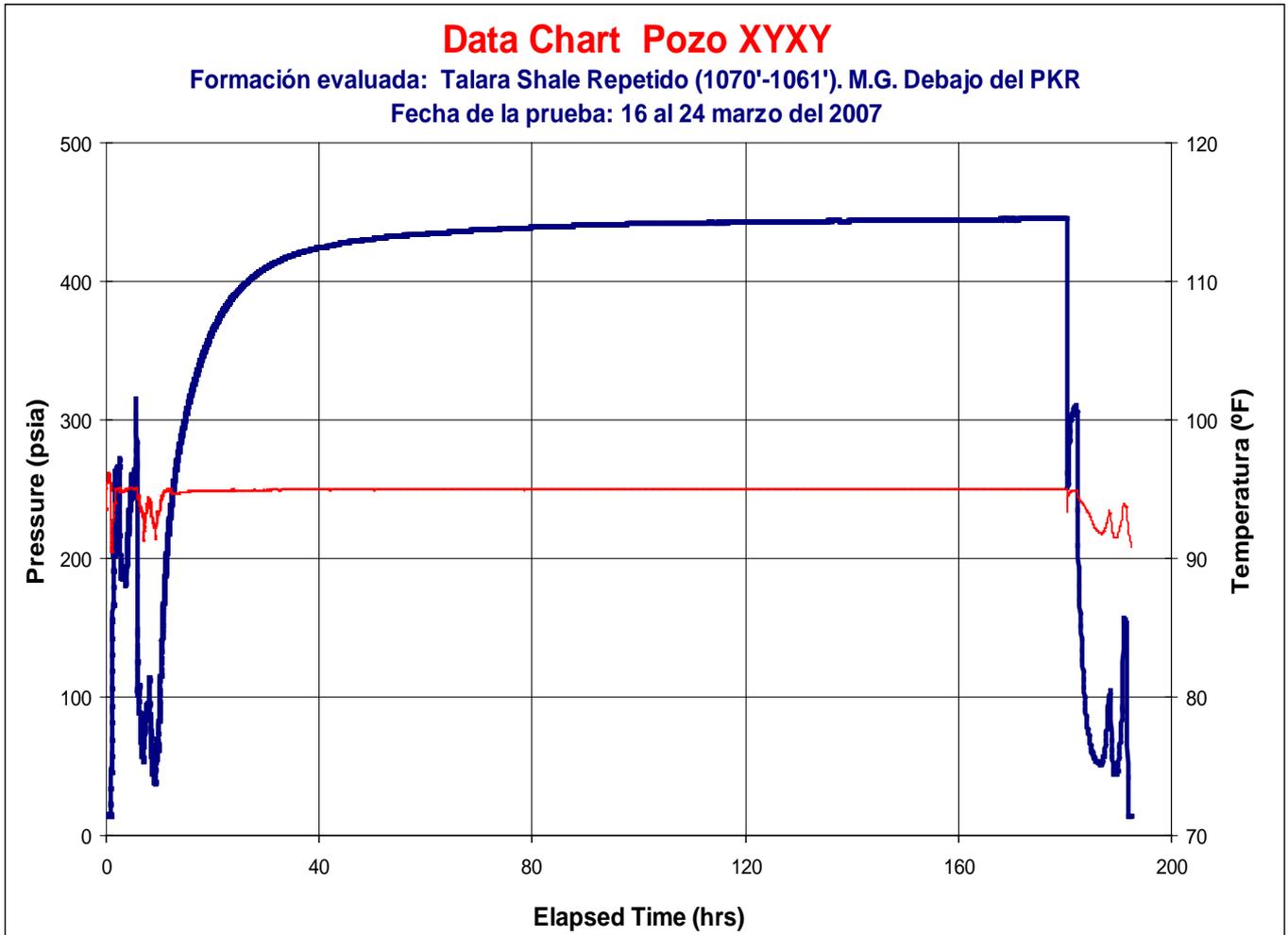
$$t_p = 1,022 \text{ hrs}$$

$$\text{Radio del Casing: } 5.5'' \text{ OD}$$

El detalle de la operación viene adjunto en el siguiente gráfico con el procedimiento de la prueba:

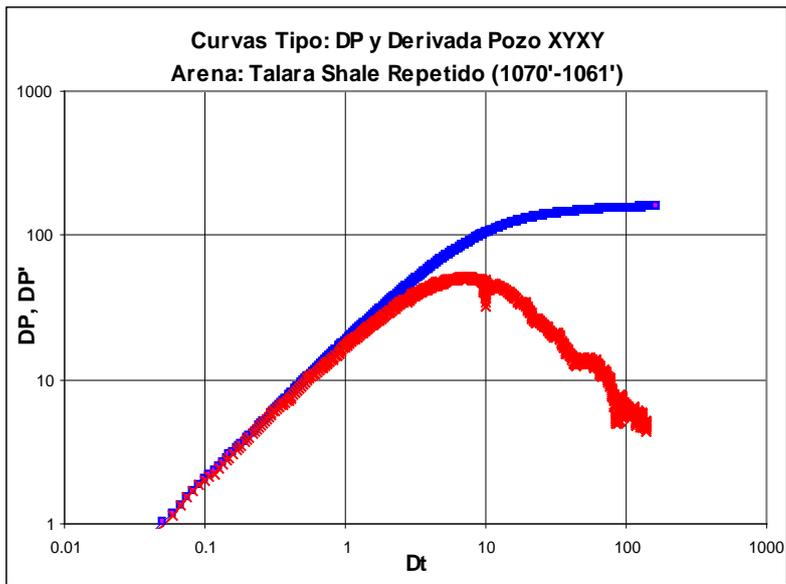
INKAWELLDATA			
SERVICIO DE SLICKLINE		BHP debajo de PKR	
FECHA	16 al 24 de Marzo del 2007	PROFUNDIDAD	1060'
YACIMIENTO	Bronco	FORROS	5 1/2"
POZO	XYXY	PERFORACION	Talara Shale Repetido (1070'-1061')
DIAGRAMA		SERVICIO REALIZADO	
		16-Mar-07	
		14:28 Llegada. Equipo rimando 15:09 Activa registrador electrónico Memory Gauge PPS25 n/s 2556 15:20 Equipo bajando M.G. debajo de No Go "R" de 1.875" tubo por tubo 17:00 Memory a 1060' PKR a 1025' No Go a 1011' 17:34 Swabea 12 BIs de aceite en 30 min 20:49 Swabea x 1 hr dando 10 BIs de aceite	
		17-03-07	
		Se intentó bajar Tapón BSIP de 2 3/8" sin éxito por acum de parafina 01:02 Bajó Tapón BSIP a 1011' en No Go. Inicio del Buildup 01:45 Personal se retira de locación	
		24-Mar-07	
		01:30 Personal de IKW en locación 02:30 Equipo de slickline line armado. WHP=0 psig 03:35 Se baja pescante para recuperar prong sellador 03:40 Prong en superficie. WHP sube hasta 160 psig 03:50 Se baja pescante con probe para recuperar tapón BSIP 05:05 Intentando recuperar Tapón BSIP pero este queda obstruido a 30' encima del No Go Pozo en producción, se viene en aceite mas de 20 BIs 15:00 Equipo recupera BSIP + MG tubo x tubo. Prueba OK	
		Presión estática a 1060' = 445.14 psia Temperatura estática a 1060' = 94.97 °F Grad de Presión estática a 1060' = 0.4199 psi/pie	
		Preparado por : Ing. Luis Manrique Supervisor: Ing. Carlos Cruz Operador: Miguel Dioses	

Desde que el Memory gauge fue activado, este empezó a almacenar lecturas de presión y temperatura vs tiempo. Se muestra un filtro de las lecturas, ya que no podemos mostrar los 2300 registros; solo hemos elegido algunos desde que inicia la prueba con el registrador abajo y empieza el cierre

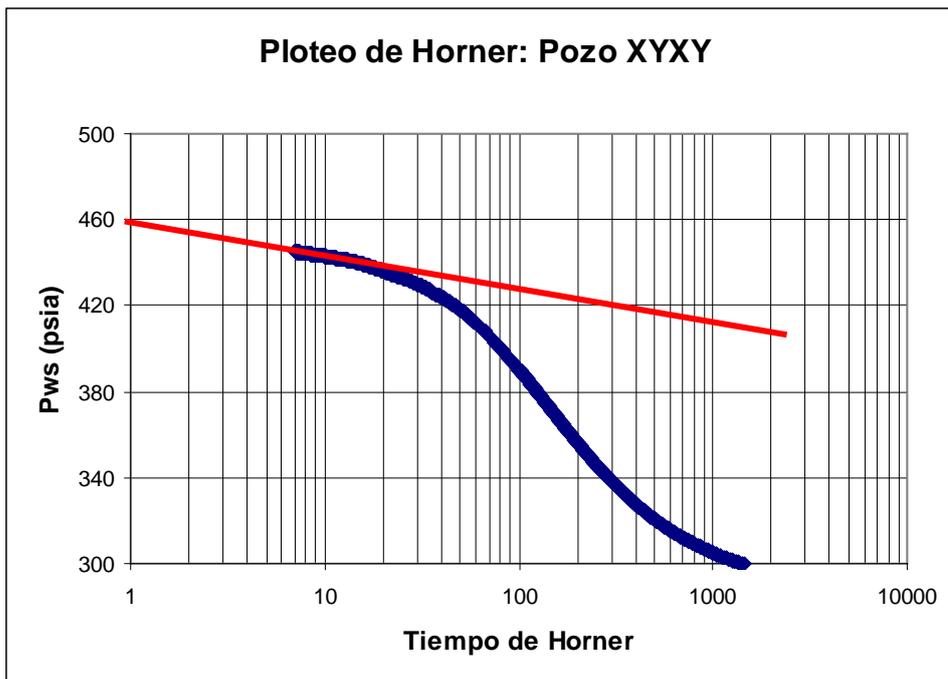


Si filtro solo la parte del cierre, y grafico en log-log, tengo el sgte:

Δt (hrs)	P (psia)	ΔP (psi)	Deriv. P.	T. Horner
0	286.509	0		
0.00833	286.69	0.181	0.17389562	120049.019
0.01667	286.857	0.348	0.327	59989.0024
0.025	287.017	0.508	0.49519808	40001
0.03333	287.187	0.678	0.69379184	30004.0003
0.04167	287.364	0.855	0.84460134	23999.0802
0.08333	288.198	1.689	1.70958968	12001.48
0.125	289.025	2.516	2.40096038	8001
0.16667	289.815	3.306	3.215	6000.88
0.20833	290.584	4.075	4.01360551	4801.0768
0.25	291.413	4.904	4.83019321	4001
0.33333	293.035	6.526	6.3698089	3001.03
0.41667	294.598	8.089	7.67740787	2400.9808
0.5	296.106	9.597	9.17136685	2001
0.66667	299.191	12.682	11.9238211	1500.9925
0.83333	302.108	15.599	14.374655	1201.0048
1	304.936	18.427	16.9686787	1001
1.33333	310.424	23.915	21.3840321	751.001875
1.66667	315.567	29.058	25.2681516	600.9988
2	320.534	34.025	28.8131525	501
2.33333	325.263	38.754	32.899295	429.572041
2.66667	329.853	43.344	35.0553427	375.999531
3	334.104	47.595	38.8095524	334.333333
3.33333	338.187	51.678	39.859163	301.0003
3.66667	342.123	55.614	41.9751987	273.727025
4	345.844	59.335	43.4897396	251
4.33333	349.426	62.917	45.9670453	231.769408
4.66667	352.835	66.326	47.0110934	215.285561
5	356.05	69.541	47.9249042	201
5.33333	359.144	72.635	48.7456183	188.500117
5.66667	362.076	75.567	49.2932783	177.470484
6	364.88	78.371	49.6871006	167.666667
6.33333	367.565	81.056	49.9890237	158.89482
6.66667	370.137	83.628	50.2600754	150.999925
7	372.589	86.08	50.3221994	143.857143
7.33333	374.84	88.331	50.3954275	137.363698
7.66667	377.03	90.521	50.3125722	131.434726
8	379.145	92.636	49.6508028	126
8.33333	381.18	94.671	49.5901785	121.000048
8.66667	383.107	96.598	49.4106166	116.384571
9	384.983	98.474	48.8372093	112.111111
9.33333	386.755	100.246	48.4065763	108.142895
9.66667	388.435	101.926	42.4479392	104.44824
10	390.053	103.544	39.6305185	101



En escala Semilog, el ploteo de Horner para este pozo sería:



Data previa:

$$q_o = 12 \text{ bpd}$$

$$\beta_o = 1.015 \text{ STB/bbl}$$

$$c_t = 4.00 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$\mu_o = 4 \text{ cp}$$

$$r_w = 0.2083 \text{ pies}$$

$$\Phi = 15\%$$

$$t_p = 1022 \text{ hrs}$$

$$h = 10 \text{ pies}$$

Status del pozo: Cerrado por prueba

Data que arroja el Memory gauge:

$$\text{Presión de fondo final (a 1060')} = 445.14 \text{ psia}$$

$$\text{Gradiente del reservorio a 1060'} = 0.4199 \text{ psi/pie}$$

$$\text{Temperatura a 1060'} = 94.97 \text{ °F}$$

$$P_{wf} = 255.22 \text{ psia}$$

Resultados:**De las Curvas Tipo:**

C	0.0127
C_{DE}^{2s}	10^8
$(P_D/\Delta P)_{Match}$	0.0769
$(\Delta t/\Delta P)_{unit \text{ slope}}$	0.050
k	26.46 md
Skín	3.89
$(\Delta P)_{skín}$	50.62 psi
EF (Efic flujo)	69.23 %
P*	451 psia
Gradiente de P*	0.4255 psi/pie
IP Ind. Product.)	0.0306 Bl/psi/pie

Del método de Horner:

m	14.70 psi/ciclo
P*	458 psia
P_{wf}	287 psia
P_{1hr}	414 psia
k	26.95 md
Skín	4.04

Recomendación:

El pozo tiene buena permeabilidad y está dañado, por lo cual un fracturamiento puede aumentar su producción, ya que tenemos un gradiente de formación de 0.42 psi/pie

Observación:

Vemos que en este caso hay bastante grado de aproximación en los resultados siguiendo ambos modelos (Horner y derivada de presión), pero esto no siempre es así ya que la incertidumbre y varianza entre uno y otro método puede diferir drásticamente. Si observamos la curva de derivada de presión, observamos que el flujo empieza a tornarse radial, por lo cual podemos decir que se alcanza la región de “tiempos medios” deseada de toda prueba buildup, y es aplicable tanto el método de Horner como la derivada de presión

A continuación, se presenta una tabla estadística en cuanto a toma de pruebas BHP, es decir Pruebas Buildup con cierre de fondo; en donde se refleja los resultados y la importancia de contar con este tipo de pruebas en distintas fases de su producción. Esta tabla corresponde a un campo petrolero en el Nor Oeste peruano, donde se muestran los resultados de las pruebas BHP durante los años 2005, 2006 y 2007

Estadísticas de Pruebas BHP con cierre de fondo: Lote IV

INKAWELL DATA										
LOTE IV (BHP)										
ANO	POZO	FORMACION	INTERVALO	Gauge @	k (md)	S	Dias de prueba	Fecha	P*	Gradiente
2005	ABAB	Mogollón	(4220'-3625')	4027'	0.37	5.47	28	21/nov al 19/dic	823	0.1937
	BCBC	Pariñas Superior	(1892'-1672')	1635'	8.93	-7.76	15	23/nov al 08/dic	25	0.0097
	CDCD	Pariñas Inferior	(1597'-1588') (1549'-1540')	1487'	0.11	-4	15	20/nov al 06/dic	290	0.1944
	DEDE	Pariñas Inferior	(1094'-1085') 1135'-1126')	1025'	1.84	-4.09	20	27/oct al 18/nov	492	0.4785
	EFEF	Pariñas Inferior A	(1460'-1228')	1190'	5.26	13.03	28	24/oct al 21/nov	82	0.0536
	FGFG	Pariñas Inferior	(2073'-2064') (1983'-1974')	1890'	2.6	3.94	10	25/jun al 05/jul	850	0.4356
	GHGH	Pariñas Inferior A	(1746'-1585')	1320'	323.01	53.11	10	24/jun al 04/jul	65	0.0445
	HIHI	Pariñas	(2393'-2384') (2463'-2454')	2362'	5.75	9.36	10	03 al 13 de may	463	0.1004
	IJJI	Pariñas	(2414'-2405') 2205'-2196')	2410'	7.66	3.49	8	24/mar al 01/ab		0.1283
	JKJK	Pariñas Inferior	(2200'-2191') 2159'-2150')	2200'	0.52	2.73	10	21 al 31 de mar		0.4293
	KLKL	Pariñas Inferior B	(2373'-2179')	2130'	0.78	-1.73	12	20/jul al 02/ago	360	0.1338
	LMLM	Pariñas Inferior A	(2329'-2173')	2210'	0.4	6.6	15	07 al 22 set	670	0.2653
	MNMN	Pariñas Inferior	(1895'-1886') (1846'-1837')	1805'	6.47	0.07	15	05 al 20 oct	430	0.1851

Pozos evaluados	13
Fracturados después de la prueba de pozo	5
Pozos para evaluación de bombeo artificial	8

INKAWELL DATA										
LOTE IV (BHP)										
ANO	POZO	FORMACION	INTERVALO	Gauge @	k (md)	S	Dias de prueba	Fecha	P*	Gradiente
2006	NONO	Upper Pariñas	(2506'-2497') (2416'-2407')	2443'	2	18.19	5	18 al 23 de dic	980	0.3892
	OPOP	Palegreda Repetido	(1848'-1759')	1680'	2.2	7.77	17	23 jun al 11 jul		0.414
	PQPQ	Palegreda Repetido	(2008'-1994')	1955'	1.57	-4.52	18	23 jun al 11 jul		0.3324
	QRQR	Pariñas Superior	(2556'-2547') (2537'-2528')	2448'	30.96	18.54	68 Hrs.	02 al 04 de abr	1153	0.4703
	RSRS	Pariñas Inferior	(1949'-1940')	1828'	NC	NC	18	29 oct al 16 nov	372	0.1894
	STST	Pariñas Inferior	(1722'-1685')	1695'	2.86	12.98	18	29 oct al 16 nov	392	0.1049
	TUTU	Pariñas Inferior	(1335'-1154')	1130'	2.95	15.86	25	17 jul al 11 ago	40	0.0303
	UVUV	Pariñas Inferior	(1424'-1579')	1419'	0.98	-6.59	28	16 jul al 14 ago	53	0.0283

Pozos evaluados	8
Fracturados después de la prueba de pozo	3
Pozos para evaluación de bombeo artificial	5

* NC: No se pudo caracterizar

INKAWELL DATA										
LOTE IV (BHP)										
ANO	POZO	FORMACION	INTERVALO	Gauge @	K	S	Días de prueba	Fecha	P*	Gradiente
2007	VWVW	Mogollón	(2495'-2226')	2290'	4.48	8.05	22	12 Nov - 04 Dic	646	0.2816
	WYWY		(1354'-1223')	1246'	2.15	11.17	19	17 Nov - 06 dic	345	0.2742
	YZYZ	Upper Pariñas	(2065'-2050')	2048'	NC	NC	18	03 al 21 de jul	212	0.0729
	A1A1	Lower Pariñas	(2154'-2145')	2128'	43	7.15	18	03 al 21 de jul	825	0.3374
	A2A2	Pariñas Sup. e Inf.	Sup. (2170'-2115') Inf. (2220'-2185')	2129'	2.45	15.56	28	13 mar al 10 abr	920	0.3481
	A3A3	Talara	(2022'-1942')	1971'	0.19	31.24	18	23 julio al 10 ago	641	0.2977
	A4A4	Pariñas Superior	(2424'-2410')	2418'	15.93	-1.15	11	28 jul al 08 ago	562	0.2277
	A5A5	Palegreda Repetido	(1513'-1504') (1575'-1566') (1646'-1637')	1570'	1.23	0.76	5	25 al 30 de jul	740	0.4674
	A6A6	Pariñas Superior	(2696'-2575')	2615'	1.41	0.89	23	20 abr al 13 may	454	0.1611
	A7A7	Palegreda Repetido	(1673'-1509')	1516'	2.44	2.46	18	24 abr al 10 may	700	0.4498
	A8A8	Palegreda Repetido	(1641'-1518')	1545'	2.89	15.41	7	18 al 25 abr	715	0.4623
	A9A9	Verdún	(1208'-1175')	1207'	33.6	5.36	7	17 al 24 abr	176	0.357
	B1B1	Palegreda Repetido	(1224'-1118')	1149'	1.32	-4.5	10	29 mar al 07 abr		0.3484
	B2B2	Talara Shale Repetido	(1070'-1061')	1060'	30.1	6.2	7	16 al 24 mar	451	0.4199
	B3B3	Pariñas Superior	(3723'-3555')	3525'	4.47	-2.42	16	05 al 21 oct	1203	0.3397
	B4B4	Pariñas Inferior	(2000'-1866')	1906'	0.83	8.83	8	05 al 13 de may	1150	0.5656
	B5B5	Pariñas Inferior	(1424'-1234')	1327'	4.82	2.3	35	01 feb al 08 mar		0.0627
	B6B6	Pariñas Inferior	(2812'-2670') (2914'-2840')	2650'	2.98	11.3	32	06 feb al 10 mar		0.0852
B7B7	Pariñas Inferior	(2562'-2516') (2621'-2602')	2550'	412.55	Fracturado	32	06 feb al 10 mar		0.9	

Pozos evaluados	19
Fracturados después de la prueba de pozo	11
Pozos para evaluación de bombeo artificial	8

* NC: No se pudo caracterizar

4.2 Prueba Isocronal Modificada para Pozo de gas natural

El pozo ABCD de gas natural localizado en Talara produce un promedio de 500 Mscf/d con instalación en Tubería, y se requiere determinar su potencial absoluto AOF, así como su comportamiento de presión fluyente de fondo. Para ello, se tomó un registro de presión de fondo consistente en aperturas con distintos “beans” y cierres, terminando con un cierre prolongado para hallar la presión estabilizada. En cada periodo se monitoreó la presión y temperatura de superficie, y en el caso de los flujos se monitoreó además la presión estática (psig) e hidráulica (pulgadas de agua) para determinar los Caudales de producción. Finalmente con un análisis adecuado se pudo calcular el AOF y la curva Q vs P_{wf}

Mediante un análisis cromatográfico se determinó la composición del gas seco, y se obtuvo la gravedad específica del mismo, así como su presión y temperatura pseudocríticos:

$$G.E. = 0.6119$$

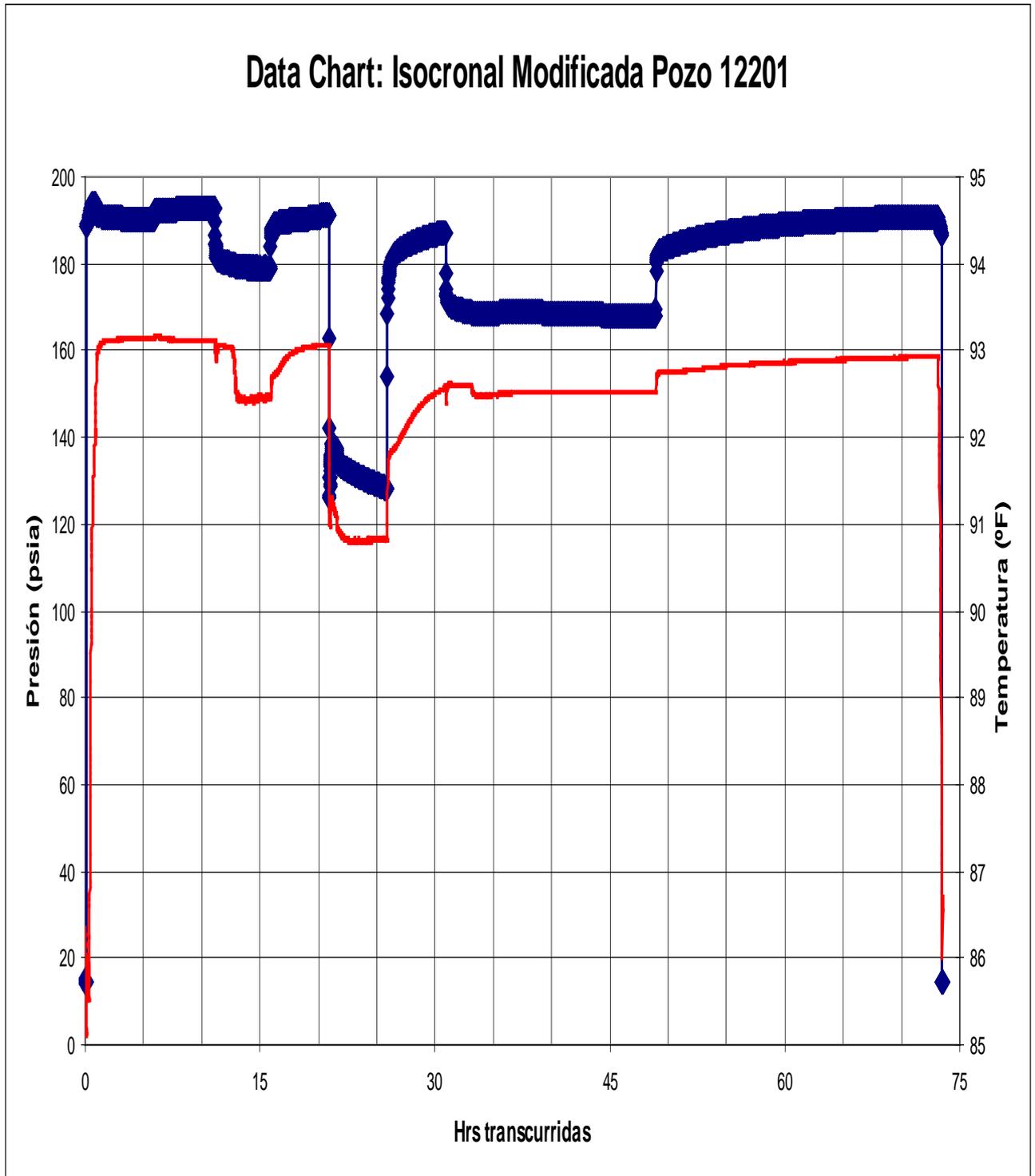
$$P_{pc} = 671.2 \text{ psia}$$

$$T_{pc} = 363.2 \text{ }^{\circ}\text{R}$$

El procedimiento de la prueba se muestra a continuación:

INKAWELLDATA			
WELL TESTING		Bajar Memory para Isocronal Modificada	
FECHA	09 al 12 de Nov. Del 2006	PROFUNDIDAD	1100 pies
YACIMIENTO	Verdun Alto	TUBING	2 3/8"
POZO	12201	Pariñas	(1200'-1020')
DIAGRAMA			
TUBING DE 2 3/8"			
		Casing 5½", Tubing de 2 3/8" Status: Pozo flowing Isocronal Modificada	
		09-Nov-06	
		08:25	Personal IKW en locación
		09:33	Equipo slickline armado. WHP=180 psig
		11:08	Activa registrador electrónico Memory Gauge PPS25 n/s 2928
		11:14	Baja Registrador con paradas en : 0' -200'- 400' - 600' - 800' -1000' - 1100'
		11:41	Memory gauge a 1100'
1020'		12:00	Primer flujo, bean: 1/8", Plato: 2" x 1/2" Se cambia plato de 2" x 5/8"
Pariñas		17:00	Primer cierre
1200'		22:00	Segundo flujo, bean: 1/4", Plato: 2" x 1 1/8"
1201'		10-Nov-06	
Squeeze		03:00	Segundo cierre
1217'		08:00	Tercer flujo, bean: 3/4", Plato: 2" x 1 1/2"
		13:00	Tercer cierre
		18:00	Flujo extendido bean: 5/16", Plato: 2" x 1" por 18 Hrs
		11-Nov-06	
		12:00	Cierra pozo por 24 horas inicio del buildup
		12-Nov-06	
		12:05	Fin del Buildup
		12:09	Memory gauge empieza a subir con paradas en: 1000'-800'-600'-400'-200'-0'
		12:45	Desactiva Bateria
		13:17	Personal se retira de locación
Casing 5½", J55, 15.5 #/ft		FC= 2711' GS= 2756"	
		Preparado por :	Supervisor:
		Ing. Luis Manrique	Ing. Carlos Cruz
			Operador:
			Miguel Dioses

Gráfico de presión y temperatura que arrojó el Memory gauge a una profundidad de 1,100' después de cierres y aperturas con distintos beanes de producción:



Obteniéndose los siguientes resultados:

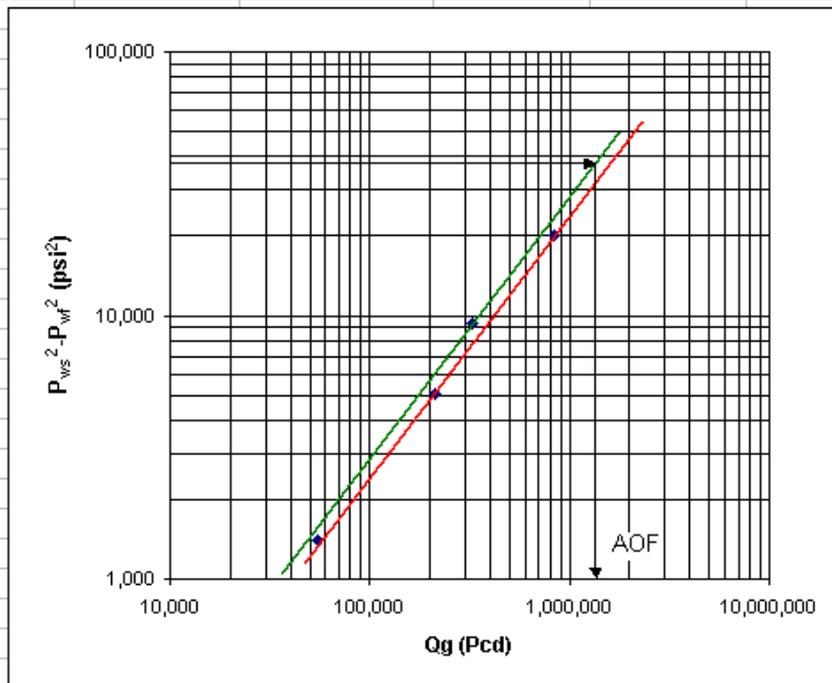
Prueba Isocronal

Datos del pozo

Pozo de gas	
Gravedad Especifica del gas	0.6119
Tpc	363.2 °R
Ppc	671.2 psia
Presión estabilizada de flujo	128.369 psia
Q(est)	323.29 MPcd

Bean (pulg)	P_{ws} (psia)	P_{wf} (psia)	Q (Pcd)	$P_{ws}^2 - P_{wf}^2$ (psi ²)
1/8	193.59	189.96	54,940	1393
1/4	192.71	179.08	211,040	5069
3/4	191.432	128.37	830,260	20168
5/16	Estabilizado	167.89	323,290	9292

Nota: Los valores de Qg fueron calculados a partir de la Presión diferencial (pulg de agua) y la Presión estática (psi) en los orificios de los records en la tubería



Del gráfico:

$n = 1.0054$

$C = 33.12$

Cuando: $193.59^2 - 14.7^2 = 37,261.77$ psia²

AOFP = 1.31 MMPcd

Ecuación de flujo:

$$Q = 33.12 * (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^{1.0054}$$

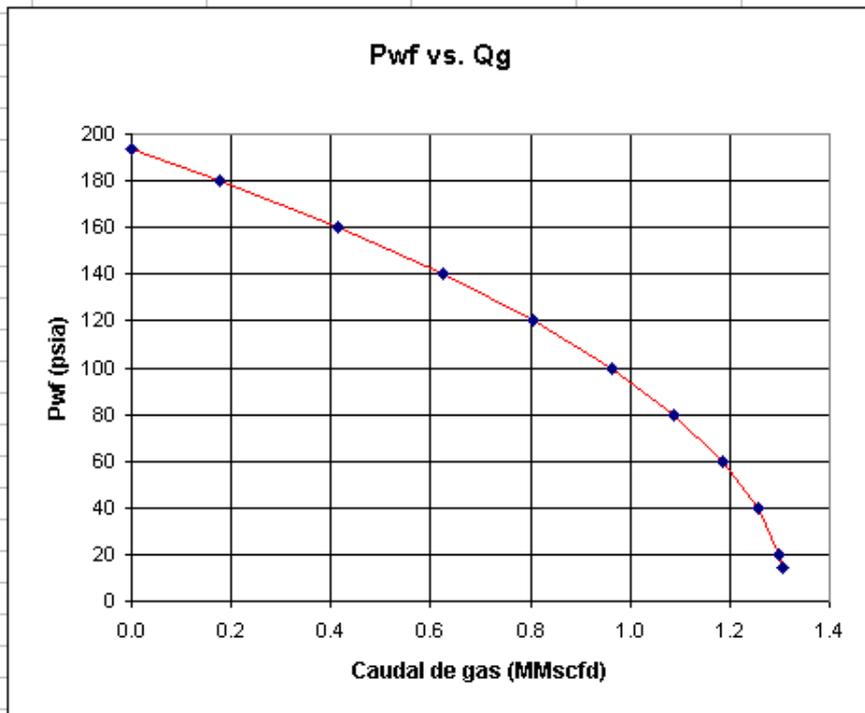
donde:

Q: Caudal de gas (PCD)

P_{ws} , P_{wf} : Presión fluyente, Presión restauración (psia)

Comportamiento de la Presión fluyente de fondo vs. el Caudal de Producción

Pwf (psia)	Q (MMscfd)
14.7	1.31
20	1.30
40	1.26
60	1.19
80	1.09
100	0.96
120	0.81
140	0.62
160	0.41
180	0.18
193.59	0.00



5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Las pruebas BHP usando unidad de “Slick line” son recomendables ya que permiten lograr cierre de fondo para evitar el fenómeno de “almacenamiento”, además de arrojar información importante de manera económica.
- Para iniciar un BHP con cierre de fondo, es recomendable descargar previamente la columna de líquido que está encima de los perforados para mitigar el daño por “almacenamiento”
- Si iniciamos una prueba BHP con cierre de fondo, el comportamiento de la restauración de presión se hace mas rápidamente, lo que permite mayor probabilidad de alcanzar el flujo radial e inclusive los efectos de frontera que un “buildup” con cierre en cabeza
- Para reservorios en el Nor Oeste peruano, es difícil alcanzar el flujo radial debido a la baja permeabilidad de sus reservorios; por lo tanto para un buen BHP son necesarios tiempos de cierre de pozo de varios días e incluso meses que resulta en producción diferida. Es una de las razones que se recomienda fracturamiento como estimulación
- Para reservorios en la Selva peruana, es mas fácil de alcanzar el flujo radial debido a la mayor permeabilidad de sus reservorios. Es una de las razones que se recomienda acidificación como estimulación
- Las unidades de “Slick line” tienen mayor maniobrabilidad, accesibilidad y economía si las comparamos con otros servicios petroleros, por lo tanto se recomienda su preferencia en los casos que sea factible
- De acuerdo a la experiencia de campo adquirida, en pozos nuevos como regla práctica, es suficiente con 5 o menos días como máximo de cierre para lograr una buena caracterización en un BHP

6. BIBLIOGRAFIA

- Introducción al Análisis y Diseño de Pruebas de Presión
Giovanni Da Prat, PHD: Well Testing Engineering
- Pressure Buildup and Flow Testing Wells
C.S. Matthews: Manager of Exploitation Engineering
D.G. Russell: Staff Exploitation Engineer
- Reservoir Limit Testing for Fractured Wells
Alain C. Gringarten: Flopetrol
- Pressure Transient Testing
John Lee
John B. Polling
John P. Spivey
- Advances in Well Testing Analysis
Robert C. Earlougher Jr: Senior Research Engineering

7. ANEXOS

<p>Fig. 1</p> 	<p>Unidad de “Slick line” con motor mecánico</p> <p>Peso: 850 kg.(liviana) Caballaje: 25 hp Dimensiones: 1.10m x 0.80m x 1.20 m Contómetro: Mecánico Fácilmente transportable: tierra, mar, aire Capac. drum c/ alambre 0.108”: 12,000 ft Winche para alambre Transmisión movim. c/ cadena de arrastre</p>
<p>Fig. 2</p> 	<p>Unidad de “Slick line” hidráulica</p> <p>Controles hidráulicos Transmisión de 2 velocidades Capac. drum c/ alambre 0.108”: 20,000 ft Contómetro digital y mecánico Controles de bomba y motor Winches para alambre y cable eléctrico Transmisión movim. c/ cadena de arrastre</p>
<p>Fig. 3</p> 	 <p><u>Blow out preventer:</u></p> <p>Operados mecánica o hidráulicamente Rams permiten confinar hasta 10,000 psi</p>
<p>Fig. 4</p> 	<p>Lubricadores:</p> <p>Hermeticidad: 10,000 psi Uniones: Bowen Longitud de cada tramo: 6 pies Diámetros: 2³/₈”, 2⁷/₈”, 3.5”</p>

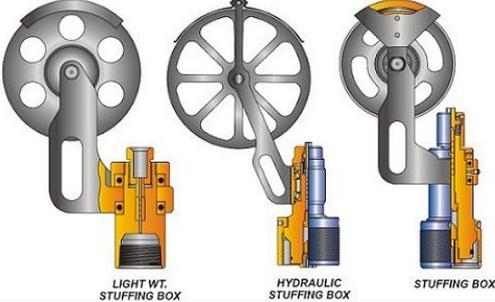
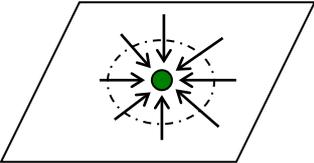
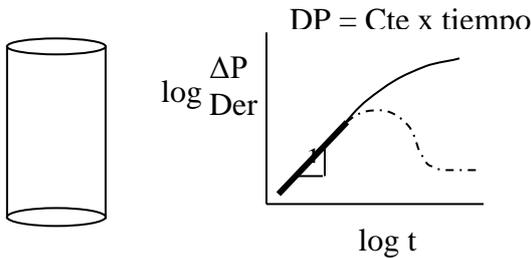
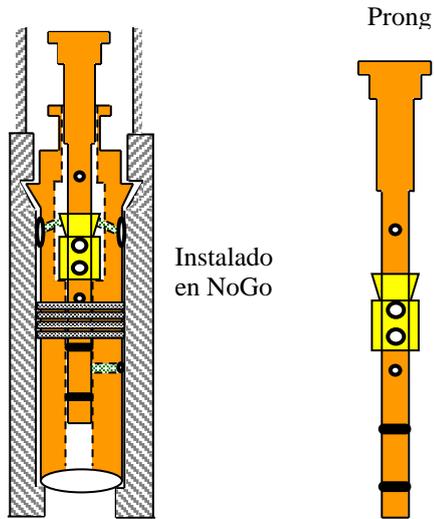
<p>Fig. 5</p>  <p>LIGHT WT. STUFFING BOX HYDRAULIC STUFFING BOX STUFFING BOX</p>	<p>Stuffing box:</p> <p>Polea con unión rápida Caja reductora con cauchos internos Hermeticidad: Hasta 10,000 psi Alambre: Hasta 0.125" Ligero, hidráulico, convencional</p>
<p>Fig. 6</p> 	<p>Memory gauge:</p> <p>Memoria: Mayor a 500,000 registros Rango de presión: 5k, 10k ó 15kpsi Alta precisión, resistente a los golpes Variedad: de memoria, tiempo real, etc</p>
<p>Fig. 7</p> 	<p>Flujo radial:</p> <p>Región de “tiempos medios” La que mejor caracteriza el reservorio Líneas de flujo convergen hacia el centro Estado “infinite acting” Obtengo: k, skín, P*</p>
<p>Fig. 8</p>  <p>DP = Cte x tiempo</p> <p>$\log \frac{\Delta P}{Der}$</p> <p>$\log t$</p>	<p>Flujo en “almacenamiento”</p> <p>Región de “tiempos tempranos” El efecto de almacenamiento es dominante Escala log-log: Unidades de campo: $\Delta P, \Delta P' \propto \Delta t$ Var. Adimensionales: $P_D, P_D' \propto t_D$</p>

Fig. 9

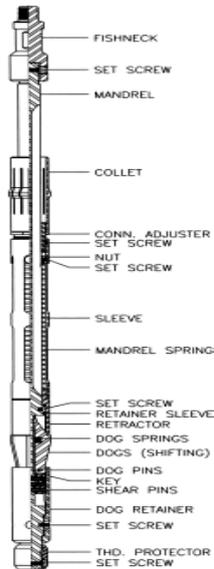


Blanking Plug

Se aloja en niples de asiento o NoGo
 Hace sello de fondo en la tubería
 Lleva un prong que sirve para sellar y posteriormente ecualizar presión

Aplicaciones:
 Pruebas BHP
 “Matar el pozo” para cambiar cabezal
 Pruebas de hermeticidad de tubería

Fig. 10



Shifting Tool

Sirve para la apertura o cierre de la camisa de subsuelo
 Permite la comunicación de presión y flujo del anular hacia el tubing y viceversa

Aplicaciones:
 Evaluación de producción selectiva
 Ayudar a “matar” el pozo con mayor facilidad