

EVALUACIÓN DE PERFORACION EN ZONA DE POZOS INYECTORES EN LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Gustavo Ariel Barrera, gbarrera@pan-energy.com; Ernesto Enrique Casas, ecasas@pan-energy.com; Enrique Leisen Hadid, eleisenhadid@pan-energy.com; Nicolas Crevani, ncrevani@pan-energy.com; Pan American Energy.

SINOPSIS

La perforación de pozos in-fill en campos maduros de secundaria es hoy de suma importancia para incorporar reservas y producción. Con el desarrollo del campo la perforación de este tipo de pozos se ha incrementado, y con ello a aumentado también la complejidad producto de la necesidad de atravesar tanto reservorios muy depletados como presurizados por la inyección de agua.

El planteamiento elegido es evaluar los datos previos con que cuentan el departamento de perforación, ingeniería de producción y reservorios, con respecto a los inyectores que podrían tener influencia durante la perforación. Para esto, es de suma importancia la individualización, análisis y desglose de la información recibida, con el fin de considerar cada caso en particular (debido a que la petrofísica, conectividad hidráulica, propiedades mecánicas de la roca y presiones de formación serán distinta en cada pozo y horizonte productivo) para poder tomar efectivas acciones de mitigación previas que minimicen tanto los costos de perforación como las pérdidas de producción.

Se evaluará las variables de perforación necesarias, que se deberán tener en cuenta en el momento de programar la intervención, de manera de mitigar inconvenientes en el momento de pasar las zonas de influencias de inyectores, como así los controles de superficie requeridos, para que ante cualquier eventualidad se pueda reaccionar en el menor lapso de tiempo posible, evitando el ingreso de fluido de formación al pozo. Se podrá comparar las curvas de avance, en donde la influencia de inyección ha extendido los tiempos de perforación, generando un mayor costo y hasta inclusive abandono de pozos.

Se mostrará una comparación de casos en donde se realizó un estudio detallado de las capas bajo inyección de agua que permitió mitigar su influencia contra pozos en los que la falta de cantidad/calidad de información o efectividad en las acciones tomadas provocaron excesos en los tiempos de perforación.

En conclusión, disponer de información en cantidad y calidad, permite prever las presiones anormales de formación, causas que originan las misma y la correcta selección en tiempo y forma de acciones de mitigación, de manera de minimizar los problemas que se originan durante la perforación, los costos operativos, operaciones correctivas y asegura mayor producción.

INTRODUCCION

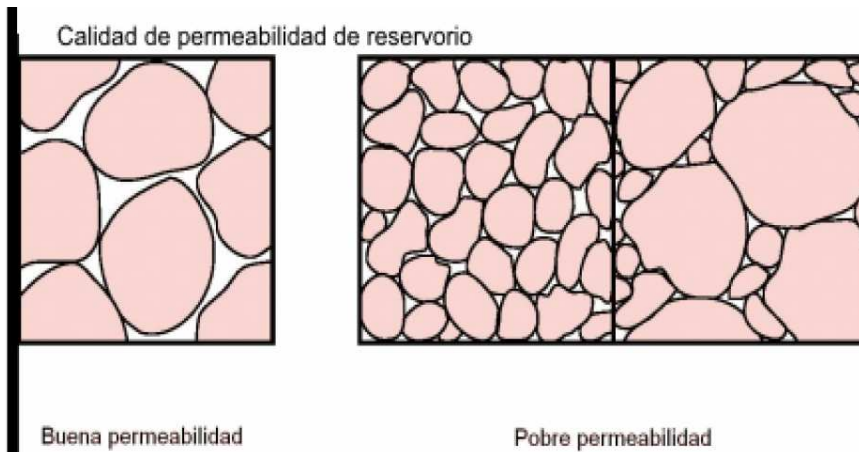
PRESIÓN Y CONTROL DE POZOS

Cabe aclarar el siguiente concepto teórico, que influye de manera directa en los casos que describiremos en el Desarrollo, la presión, es la fuerza que se ejerce o se aplica sobre una superficie. El control de la presión de formación es una de las principales funciones del fluido de perforación. La presión hidrostática ejercida por la columna de fluido es considerada el método más importante para controlar la presión de formación. Cada vez que la presión de la formación excede la presión total ejercida sobre la formación, los fluidos pueden entrar al pozo para producir una surgencia. El reconocimiento temprano de una surgencia y el pronto inicio de los procedimientos de control son la clave para controlar el pozo exitosamente. Los tipos de presión que se encuentran en la industria petrolera son: presión de fluidos, presión de formación, presión de fricción y presión mecánica. El comprender las presiones es un factor importante para entender el control de pozos.

Con respecto a la presión de fluido, ¿Qué es un fluido?, es algo que no es sólido y fluye, como el agua y el petróleo; para nuestro propósito, los fluidos el fluido que consideraremos serán los fluidos de inyección. El fluido ejerce presión ; esta presión es el resultado de la densidad, o peso del fluido. Un fluido pesado ejerce más presión simplemente porque su densidad mayor que la de un fluido más liviano. La fuerza que ejerce un fluido en un punto dado se suele medir en libras por pulgada cuadrada o psi. Para calcular cuanta presión ejerce un fluido de una determinada densidad, se utiliza gradiente de presión. En general, se expresa como la fuerza que ejerce el fluido por pie de altura, y se mide en psi/pie.

La presión hidrostática es la presión total del fluido en un punto dado del pozo. “hidro” significa agua o fluidos que ejercen presión como el agua, y “estática” significa que no está en movimiento. Por lo tanto, la presión hidrostática es la presión ejercida por una columna de fluido estacionaria (que no se está moviendo).

Porosidad y Permeabilidad: aunque no son presiones, la porosidad y la permeabilidad son importantes para entender la forma en que actúan algunas presiones. La porosidad es una medida de las aberturas en una roca, en las que el petróleo, el gas o el agua pueden alojarse. Al efectuar una evaluación microscópica de un reservorio de roca, podrá observarse que su solidez no es más que aparente, ya que esa roca posee pequeñísimas aberturas, que se denominan poros. Otra característica de los reservorios de roca es que pueden ser permeables, es decir, que los poros de las rocas deben estar conectados, de manera tal que los hidrocarburos pueden trasladarse de un poro a otro. A menos que esos hidrocarburos puedan trasladarse o circular de un poro a otro, quedarán atrapados en su lugar y no podrán circular hacia el pozo.



Presión de la formación: es la que existe dentro de los espacios porales de la roca de esa formación. Esa presión resulta del peso de la sobrecarga (capas rocosas) por encima de la formación, que ejerce presión tanto en los fluidos porales como sobre los granos. Los granos son el elemento sólido o material rocoso y los poros

son los espacios entre los granos. Si los fluidos porales tienen libertad de movimiento y pueden escaparse, los granos pierden parte de ese soporte y se aproximan entre ellos. Este proceso se denomina compactación. Las clasificaciones de la presión de formación se relacionan con la presión de los poros de la roca de formación y la densidad del fluido nativo contenido en los espacios porales.

Las formaciones de “presión normal” ejerce una presión similar a la que ejerce una columna de “fluido nativo” desde la formación hasta la superficie. Por lo general, el gradiente de presión del fluido nativo del área oscila entre 0,433 psi/pies a 0,465 psi/pie, pero puede variar dependiendo de la región geológica. Generalmente al gradiente de presión de agua dulce de 0,433 psi/pie suele considerárselo “normal”.

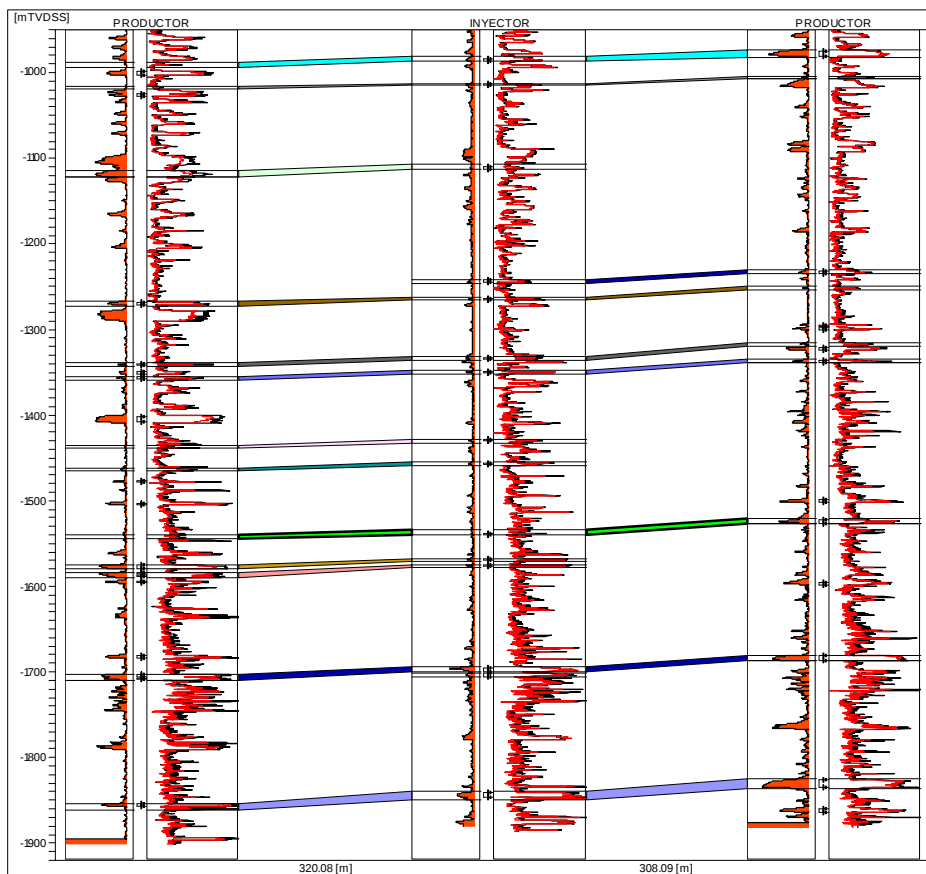
Las formaciones con **presiones anormales** ejercen mayores presiones que la hidrostática (o gradiente de presión) del fluido contenido en la formación. Las formaciones con presiones anormales, se generan porque durante la fase de compactación, el movimiento de fluido de los poros se restringe o se detiene, forzando de esa manera a que la sobrecarga sea soportada más por el fluido de los poros que por los granos. Esto da como resultado una “presurización” de los fluidos porales, excediendo por lo general los 0,465 psi/pie. Para controlar estas formaciones puede necesitarse fluidos de mayor densidad.

LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL YACIMIENTO CERRO DRAGÓN

Los proyectos de inyección de agua en Cerro Dragón (y en general de la cuenca del Golfo San Jorge) son de

muy alta complejidad debido a la cantidad de reservorios que se inyectan y producen al mismo tiempo, pudiendo llegar a ser más de 20.

La inyección de agua se ejecuta a través de instalaciones selectivas que permiten inyectar distintos caudales de agua a diferentes presiones entre los reservorios a inundar. Esto se logra a través de la utilización de packers que aíslan hidráulicamente cada zona y mandriles que alojan válvulas reguladoras de fondo (VRF) que controlan el caudal y



Corte típico de un proyecto de secundaria en Cerro Dragón. Las bandas de colores representan las zonas con barrido de agua.

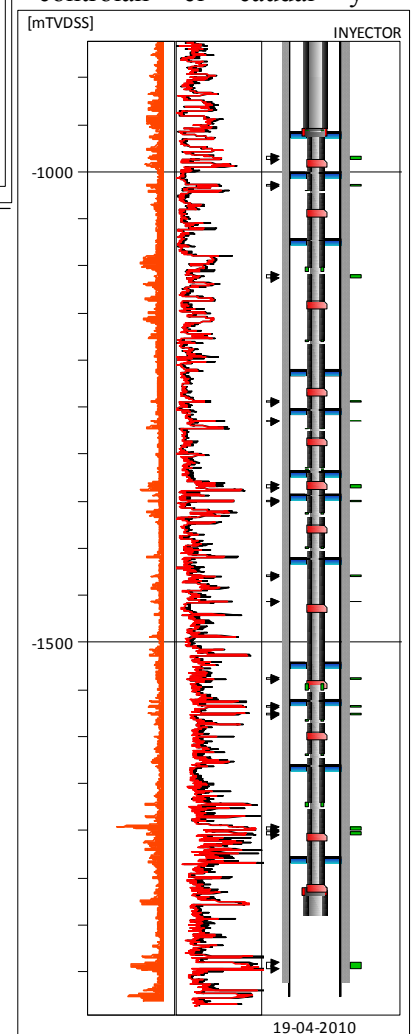
presión a inyectar.

La mayoría de los proyectos de recuperación asistida con inyección de agua no comienzan con el inicio de la producción de petróleo, por lo tanto las presiones al inicio de la inyección de agua están muy por debajo del gradiente de presión normal. Lo que se busca con la inyección de agua no es volver a las presiones originales, si no efectuar un barrido por desplazamiento inmiscible del petróleo remanente que no se desplaza por su mecanismo de drenaje primario.

Cuando hay continuidad areal y las características petrofísicas son buenas, la conectividad hidráulica entre inyector y productores es tal que permite llevar un proyecto de barrido de agua durante años sin elevar la presión media del reservorio más allá de la que se encontraba al inicio del proyecto.

Debido a la complejidad antes mencionada, se dan situaciones donde la presiones de reservorio pueden llegar a superar el gradiente de presión normal. Los motivos más comunes que le dan origen son:

- Pobre petrofísica y prolongados periodos de inyección
- Barreras impermeables que generen discontinuidades inyector/productor
- Presión dinámica de producción elevada
- Daño o falta de punzados en productores asociados.
- Mallas incompletas hacia un flanco

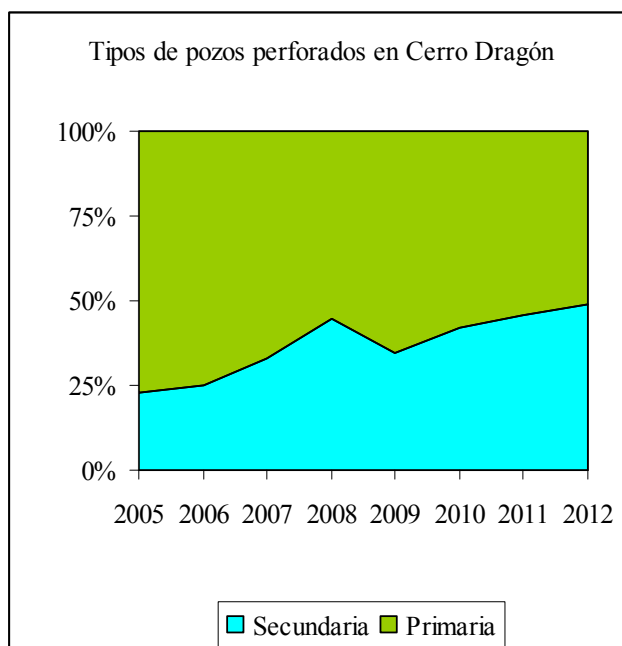


Equema típico de un pozo inyector con su instalación selectiva.

PERFORACIÓN EN CERRO DRAGÓN

De acuerdo con el objetivo de la compañía de alcanzar mayores valores de producción reemplazando la totalidad de las reservas producidas, se han implementado numerosos proyectos de recuperación, por ello la proporción de pozos perforados de “secundaria” ha ido incrementado su porcentaje en la relación del total de pozos perforados y con ello se ha incrementado el riesgo de aporte de agua de secundaria durante la perforación.

Las estadísticas muestran que sobre el total de pozos perforados en los últimos dos años, el 16% de los pozos sufrió problemas asociados a la inyección de agua que requirieron medidas de mitigación durante la perforación. Alguno de los cuales ha demandado un tiempo importante para controlar zonas de admisión severas o desplazamientos, que significaron quedar con herramientas aprisionadas (con toda la pérdida de tiempo que ello implica: las mismas, acondicionar nuevamente el pozo y continuar perforando) o hasta inclusive abandonar el pozo.



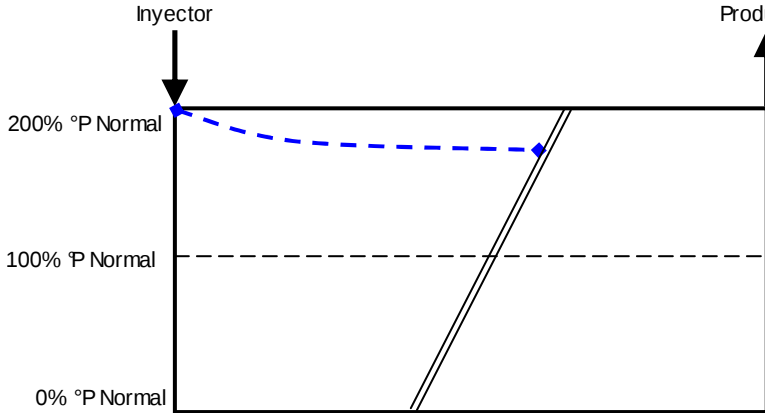
Pozos perforados					
Año	con aporte de agua de secundaria		sin aporte de agua de secundaria		Total
	Cant.	%	Cant.	%	
2010	34	18%	160	82%	194
2011	28	14%	169	86%	197
Total	62	16%	329	84%	391

DESARROLLO

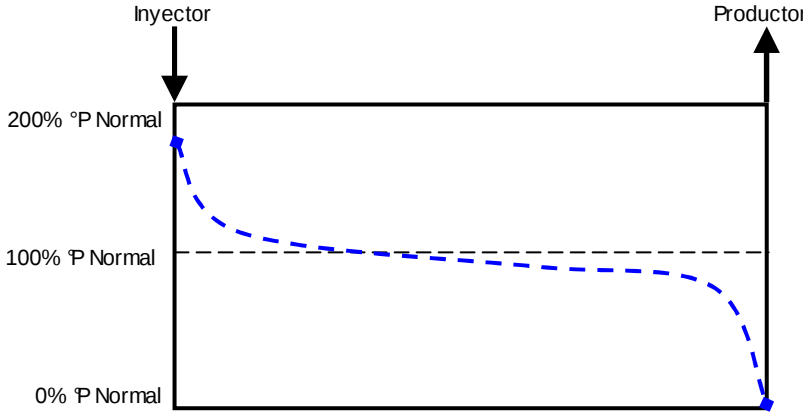
DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES ENTRE INYECTOR Y PRODUCTOR

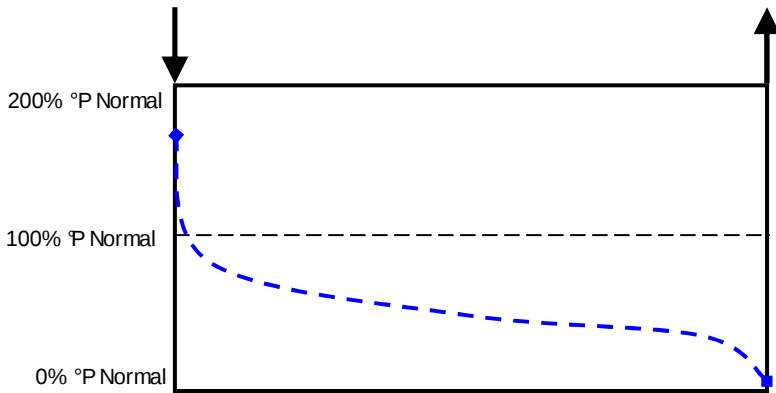
A modo resumen se enumeran los perfiles de distribución de presión entre el inyector y productor para una capa particular, su origen, aspectos claves a tener en cuenta para su identificación, riesgo que implica para la perforación de un pozo en las vecindades del inyector y medidas de mitigación recomendadas. Para simplificar las escalas de presiones esta se divide por la presión original y se expresa como un porcentaje de la misma.

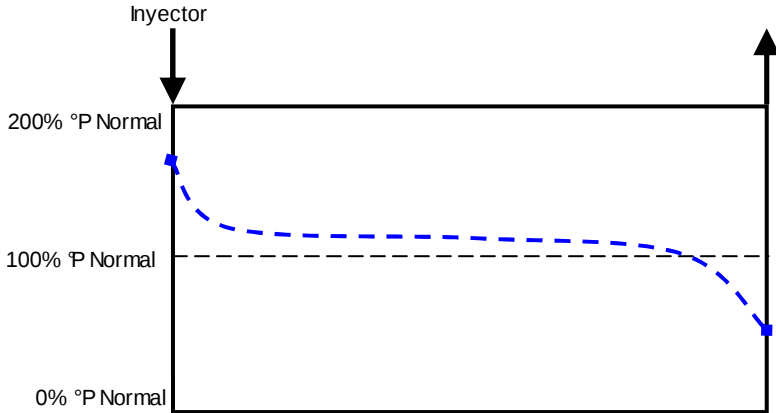
PRESIÓN DE INYECCIÓN Y SU ORIGEN	DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES	CLAVES PARA LA IDENTIFICACIÓN	RIESGO DE APOORTE DE FLUIDOS AL POZO DURANTE LA PERFORACIÓN.
MUY ALTA $\circ P_{iny} \approx \circ P_{sup} + \circ P_{hid}$ Daño o falta de punzados en los productores. Esta situación puede darse en etapas tempranas de implementación de un proyecto de barrido de agua, donde los productores no han sido reparados, y es de las más riesgosas ya que se puede estar con un reservorio con mucho volumen poral, alta permeabilidad que requiera tanto tiempo para despresurizar que sea imposible controlar el aporte durante la perforación.		• Buen modelado estático del reservorio (sísmica 3D y correlación de detalle) no muestra presencia de fallas y la correlación y mapeo muestra que la capa se encuentra en los pozos vecinos pero no están abiertas • En principio la inyectividad es buena, pero rápidamente baja • Mientras la capa se encuentra en inyección existe un claro desbalance entre la inyección/producción • En los productores no se observa respuesta a la inyección de agua • El backflow en los reservorios de estos inyectores es de alto caudal, alta presión y por un extenso periodo de tiempo • Fall Off Test: muy lenta o nula declinación de la presión.	MUY ALTO Son requeridas medidas de mitigación previas con mucha antelación +6 meses • Despresurizar el pozo a superficie • Despresurizar el reservorio en flujo cruzado con otro reservorio depletado del mismo inyector • Reparar pozos productores de la malla para poner a producir el reservorio presurizado.

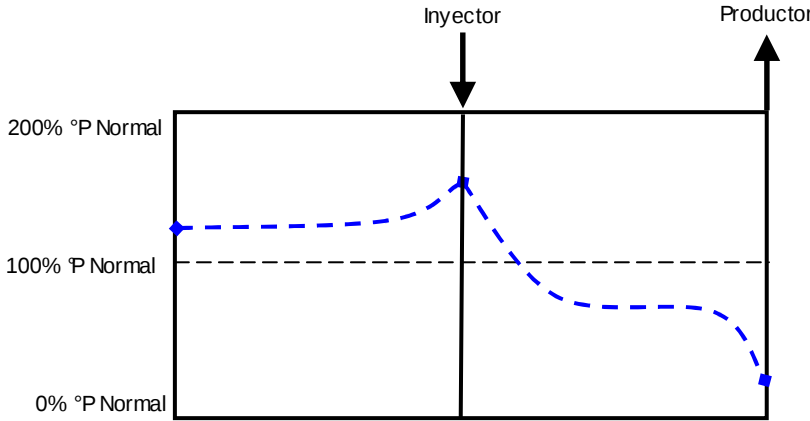
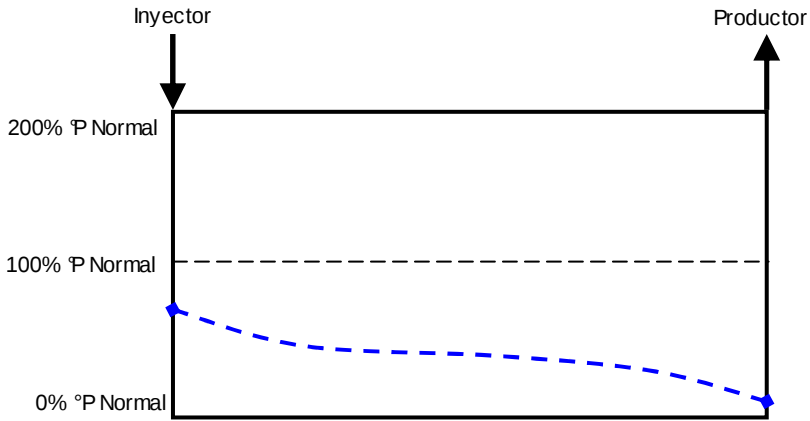
PRESIÓN DE INYECCIÓN Y SU ORIGEN	DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES	CLAVES PARA LA IDENTIFICACIÓN	RIESGO DE APORTE DE FLUIDOS AL POZO DURANTE LA PERFORACIÓN.
MUY ALTA $\circ P_{iny} \approx \circ P_{sup} + \circ P_{hid}$ Barreras impermeables que generan discontinuidad areal (Por estratigrafía o fallas). El reservorio admite inyección de agua durante un relativamente corto periodo de tiempo, luego los caudales de inyección son bajos o nulos y la presión de inyección como la presión media del reservorio son muy altas.		• Buen modelado estático del reservorio (sísmica 3D y correlación de detalle) muestra presencia de falla o la capa no aparece en el productor • En principio la inyectividad es buena, pero rápidamente baja • Mientras la capa se encuentra en inyección existe un claro desbalance entre la inyección/producción • En los productores no se observa respuesta a la inyección de agua • El backflow en los reservorios de estos inyectores es de alto caudal y presión • Fall Off Test: muy lenta o nula declinación de la presión.	MUY ALTO Son requeridas medidas de mitigación previas con mucha antelación 3 a 6 meses • Despresurizar el pozo a superficie • Despresurizar el reservorio en flujo cruzado con otro reservorio depletado del mismo inyector.

PRESIÓN DE INYECCIÓN Y SU ORIGEN	DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES	CLAVES PARA LA IDENTIFICACIÓN	RIESGO DE APORTE DE FLUIDOS AL POZO DURANTE LA PERFORACIÓN.
MUY ALTA $\circ P_{iny} \approx \circ P_{sup} + \circ P_{hid}$ Pobre petrofísica y/o bajo Hk (Tiempo en inyección altos +3 años) Presión de inyección es muy alta (baja inyectividad), la presión media del reservorio es superior a la normal, productividad y presión dinámica en el productor baja (pero alta presión estática en el productor).		• Perfil a pozo abierto (mala petrofísica) • La inyectividad es baja en todos los pozos • Las presiones estáticas en los pozos nuevos están cerca de la original • Si la capa no se estimula, la productividad es muy baja • La inyectividad es siempre baja y no cambia en el tiempo • La capa no admite el caudal de inyección requerido • Fall Off Test: Generalmente se observan fracturas inducidas por la inyección sin declinación de la presión • El back flow es de muy bajo caudal, por un mayor periodo de tiempo, y la presión estática del reservorio tiene a una presión mayor a la original.	MUY ALTO Son requeridas medidas de mitigación previas con mucha antelación +6 meses • Despresurizar el pozo a superficie • Despresurizar el reservorio en flujo cruzado con otro reservorio depletados del mismo inyector • Parar definitivamente la inyección en toda la capa.

PRESIÓN DE INYECCIÓN Y SU ORIGEN	DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES	CLAVES PARA LA IDENTIFICACIÓN	RIESGO DE APORTE DE FLUIDOS AL POZO DURANTE LA PERFORACIÓN.
ALTA $\rho_{Phid} < \rho_{Piny} < \rho_{Psup} + \rho_{Phid}$ Pobre petrofísica y/o bajo Hk (Tiempo en inyección corto 1-2 años) Presión de inyección es muy alta (baja inyectividad), la presión media del reservorio es normal, productividad y presión dinámica en el productor baja.	 Injector Productor 200% ρ_P Normal 100% ρ_P Normal 0% ρ_P Normal	• Perfil a pozo abierto (mala petrofísica) • La inyectividad es baja en todos los pozos • Las presiones estáticas en los pozos nuevos están cerca de la original • Si la capa no se estimula, la productividad es muy baja • La inyectividad es siempre baja y no cambia en el tiempo • La capa admite total o parcialmente el caudal de inyección requerido • Fall Off Test: Generalmente se observan fracturas inducidas por la inyección y declinación de la presión • El back flow es de muy bajo caudal, por un bajo periodo de tiempo y la presión estática del reservorio tiende a la original.	BAJO No son requeridas medidas de mitigación previa.

PRESIÓN DE INYECCIÓN Y SU ORIGEN	DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES	CLAVES PARA LA IDENTIFICACIÓN	RIESGO DE APORTE DE FLUIDOS AL POZO DURANTE LA PERFORACIÓN.
ALTA $\circ P_{hid} < \circ P_{iny} < \circ P_{sup} + \circ P_{hid}$ Daño en los punzados del inyector El reservorio tiene buena conductividad hidráulica, pero existe muy alta pérdida de carga en las cercanías del inyector. Por ello la presión de inyección es muy alta, baja presión media del reservorio, baja presión dinámica de producción.	Inyector Productor 	• Perfil a pozos abierto (Buena petrofísica) • La inyectividad es baja solo en algún punto de inyección • La productividad en general es buena • Fall Off test: se observa daño, y la presión declina • Presiones estáticas en pozos nuevos por debajo de la presión normal • La inyectividad puede haber sido buena y haber ido mermando • La capa admite total o parcialmente el caudal de inyección requerido.	MUY BAJO No son requeridas medidas de mitigación previas.

PRESIÓN DE INYECCIÓN Y SU ORIGEN	DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES	CLAVES PARA LA IDENTIFICACIÓN	RIESGO DE APORTE DE FLUIDOS AL POZO DURANTE LA PERFORACIÓN.
ALTA $\circ P_{iny} < \circ P_{sup} + \circ P_{hid}$ Presión dinámica de producción elevada Esta situación se da cuando los niveles dinámicos de producción son altos y ello obliga a incrementar la presión de inyección. La presión media del reservorio puede llegar a superar la original.		• Información actualizada de niveles de fluido en pozos productores • Los pozos productores rápidamente "ven" cuando se cierran los pozos inyector • Inyectividad buena, pero las presiones de inyección son altas	MODERADO Requieren medidas de mitigación sin mucha anticipación 2 días a 1 Semana • Cegar el mandril de la zona en cuestión • Cerrar desde superficie el inyector.

PRESIÓN DE INYECCIÓN Y SU ORIGEN	DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES	CLAVES PARA LA IDENTIFICACIÓN	RIESGO DE APORTE DE FLUIDOS AL POZO DURANTE LA PERFORACIÓN.
ALTA $\circ P_{iny} < \circ P_{sup} + \circ P_{hid}$ Malla incompleta hacia un flanco La inyección se realiza tipo "line drive", donde en el flanco donde hay productores vecinos, las presiones están por debajo de la normal pero hacia el otro flanco pueden ser más altas que las normales.		• Identificación de pattern tipo "line-drive" en sub-superficie • La productividad e inyectividad de los capas es alta. • Back flow de bajo caudal, baja presión y muy corto tiempo.	ALTO Requieren medidas de mitigación con moderada anticipación 1-2 meses • Cegar el mandril de la zona en cuestión • Cerrar desde superficie el inyector.
BAJA $\circ P_{iny} \ll \circ P_{sup} + \circ P_{hid}$ BUENA CONDUCTIVIDAD HIDRAULICA Bajas presiones de inyección, y menores aún presiones medias de reservorio.		• Alta productividad y muy baja presión estática en los productores • Capas continuas, abiertas en todos los productores de la malla • La capa admite durante la perforación y admite con presiones cercanas a la hidrostática	NINGUNO No son requeridas medidas de mitigación previas.

DETERMINACIÓN DE PRESIONES DE INYECCIÓN Y MEDIDAS DE MITIGACIÓN PREVIAS A LA PERFORACIÓN

Las elevadas presiones de inyección de agua en los inyectores y altas presiones medias de formación en proyectos de secundaria son una situación no conveniente, pero muchas veces inevitables para realizar un completo barrido de las capas de interés.

Existen diferentes metodologías para determinar estas presiones, cada una con sus ventajas y desventajas. En la tabla adjunta se resumen las mismas.

METODOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Medición de presión en el inyector con una válvula ciega porta memory alojada en el mandril durante un corto periodo de tiempo (2-4hs.)	• No requiere interpretación alguna • Dato preciso • Se puede tomar en cualquier momento durante la vida del inyector.	• Relativamente costoso • Extenso en tiempo (no se lo puede hacer en todos los mandriles de un pozo) • No se puede determinar la presión media del reservorio.
Fall Off Test en el inyector con una válvula ciega porta memory alojada en el mandril durante un mayor periodo de tiempo (12-36hs.)	• Dato preciso • Interpretándolo se puede obtener la presión media del reservorio, permeabilidades, fracturas inducidas, etc • Sin interpretarlo se puede obtener una muy buena estimación de la capacidad del reservorio de difundir la presión • Se puede tomar en cualquier momento durante la vida del inyector.	• Muy costoso • Muy extenso en tiempo (solo se lo puede hacer en algunos mandriles) • Para interpretarlo se requieren condiciones que no siempre se obtienen (Perfecta hermeticidad de packers, historial de inyección de la capa, detalle de maniobras previas, etc)
Medición de variaciones de caudales y presiones de inyección al pescar las VRF de los mandriles.	• Barato • Es una operación normal durante la intervención de los pozos inyectores con equipos de wireline o slickline • Dato abundante que se puede seguir su evolución en el tiempo.	• No se obtienen datos de presión, son de inyectividad y cualitativamente se estima la de presión de inyección • Se requiere un buen conocimiento previo de la zona de parte de quien lo interprete • Esta información suele no estar actualizada al momento de la evaluación.
Cálculo de presiones de inyección y media de formación (con datos de variaciones de caudal y presión al mover VRF)	• Barato • Se obtiene un valor de presión (dato cuantitativo) • El cálculo se puede realiza para toda la historia de movimientos de válvulas del mandril y graficar su evolución en el tiempo.	• Requiere de un correcto ensayo de Step Rate Test para determinar inyectividades por encima y debajo de la presión de fractura • El dato obtenido aunque bien calculado puede no ser actual
Medición de presión estática de formación durante el perfilaje a pozo abierto (RFT o SFT)	• Medición realizada en un punto alejado del pozo inyector.	• Esta información no suele ser actual y/o representativa al momento de la evaluación • Para el punto de medición solo se cuenta con un dato en el tiempo • Radio de investigación muy pequeño.

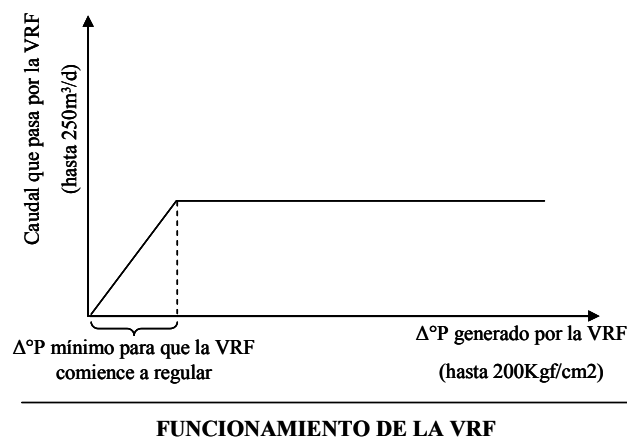
METODOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Medición de presión estática en pozos productores parados. La medición se realiza al conjunto de las capas abiertas, por lo tanto es una pseudopresión estática. Lo que se alcanza es un punto de equilibrio entre el aporte de las capas de mayor presión y la admisión de capas depletadas, por ello el no observar presión en boca de pozo no es condición suficiente para asegurar que no hay presiones de formación por encima del gradiente normal.	• Cuando el nivel "estático" alcanza la boca de pozo y se puede medir presión por la entrecolumna, es un alerta inobjetable de presiones de formación superiores a la normal • Se puede determinar con muy buena precisión las densidades de ahogo y presiones de formación equivalente • Se pueden determinar presiones dinámicas y caudal de desplazamiento despresurizando la entrecolumna a una tanqueta (ensayo en condicione dinámicas)	• Es imposible determinar solo con este dato cual es el reservorio de mayor presión • Tener el pozo productor parado tiene un costo asociado en producción • El flujo cruzado dentro del pozo puede enmascarar una presión anómala • Para capas de baja permeabilidad o dañadas puede llegar a requerirse mucho tiempo para que el nivel alcance la boca de pozo (2-4 semanas)

No existe un método "mejor" que otro. Es la resultante de la combinación simultánea de los mismos. Solo una profunda comprensión de las condiciones dinámicas de inyección y producción, permitirá estimar y prever las presiones de formación que se encontraran durante la perforación del pozo.

DETERMINACIÓN Y CÁLCULO DE PRESIONES DE FORMACIÓN CON DATOS OBTENIDOS DEL MOVIMIENTO DE VRF EN INSTALACIONES SELECTIVAS

Cuando los pozos inyectoros son intervenidos por equipos de Wireline o Slickline, normalmente es necesario retirar las VRF que se encuentran en los mandriles.

Estas VRF tienen la función de generar una pérdida de carga variable tal que permita que el caudal de inyección se mantenga constante en un valor deseado. Al momento de retirar la VRF, se comunica toda la presión disponible de inyección con la formación. Como rutina, cada vez que se retira o coloca una válvula, se registran las variaciones de caudal y presión de inyección en boca de pozo. Estos datos son de suma importancia para determinar cualitativamente y cuantitativamente la admisión de las capas como las presiones de inyección y formación.



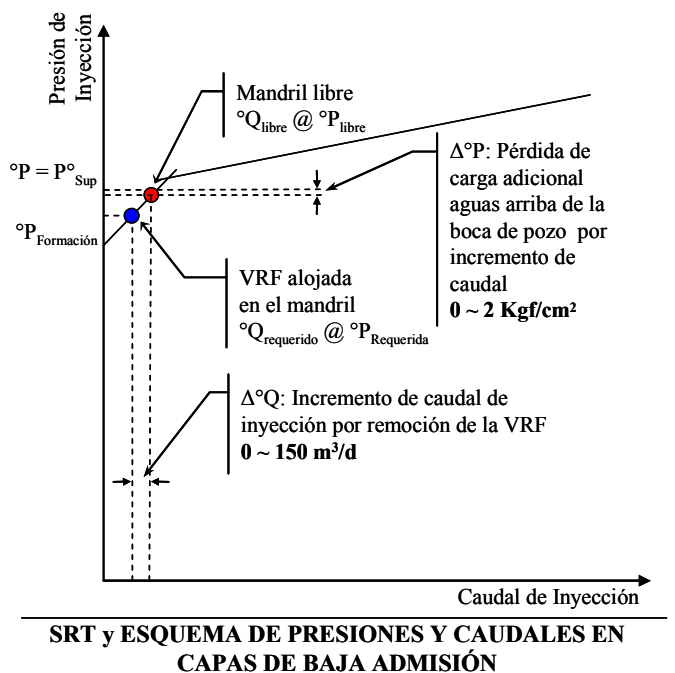
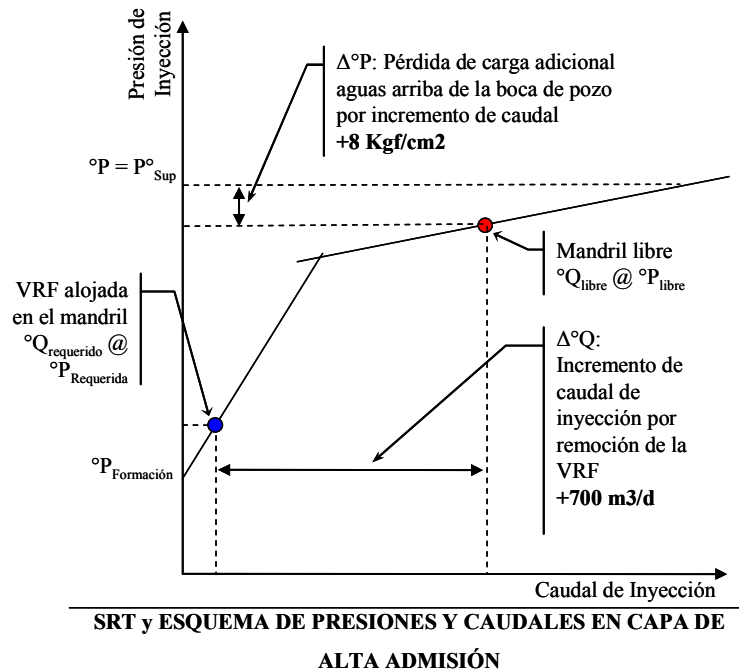
Para poder determinar cuantitativamente estas presiones, es necesario contar previamente con un buen ensayo de inyectividad o Step Rate Test (SRT), de no contar con este de todas formas tendremos “idea” de las presiones en juego y obtener información cualitativa. No desarrollamos aquí la metodología de cálculo ya que no es el objetivo principal de este trabajo.

Para capas que se encuentran inyectando por debajo de la presión poral normal, al retirar la VRF, se observa un gran incremento de caudal de inyección, y una disminución de la presión de boca de pozo (producto de pérdidas de carga adicionales que se generan en la red de inyección aguas arriba). En esta situación se está inyectando por encima de la presión de fractura, por ello los grandes incrementos de caudal. Podemos estimar que la VRF está generando una pérdida de carga de varias decenas de kgf/cm² (Los cálculos y mediciones indican superiores a 100 kgf/cm²)

$$P^{\circ}_{\text{inyección}} = P^{\circ}_{\text{superficie}} + P^{\circ}_{\text{hidroestática}} - \Delta P_{\text{VRF}}$$

En el caso de estar frente a una capa muy presurizada o con baja admisión, al retirar la VRF, no hay prácticamente variación de presión en superficie y el caudal aumenta poco o nada. Esto quiere decir que la presión de inyección en la cara de los punzados es prácticamente toda la presión disponible

$$P^{\circ}_{\text{inyección}} \approx P^{\circ}_{\text{disponible}} = P^{\circ}_{\text{superficie}} + P^{\circ}_{\text{hidroestática}}$$



MEDIDAS DE MITIGACIÓN PREVIAS A LA PERFORACIÓN

Operativamente existen diferentes medidas de mitigación previa a la perforación con el objeto de minimizar el riesgo de aporte de fluido de formación durante la perforación. En la tabla siguiente se describen las principales.

MEDIDA DE MITIGACIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Cierre del pozo inyector en superficie El mismo se realiza cerrando el pozo desde el manifold o puente inyector. Al desaparecer la presión de superficie, los reservorios solo se encuentran frente a la presión de la columna de agua, que siempre es menor que la de inyección, y al contar las válvulas reguladoras de fondo con una retención que impide el backflow hacia la instalación selectiva, la presión de inyección se disipa hacia la formación.	• Sin costo directo • Rápida implementación • No requiere preplanificación • Se evita el backflow hacia la selectiva (impidiendo el ensuciamiento de la misma) • Al cerrar todo el pozo, se asegura que todos los reservorios en inyección comienzan a depletarse • No requiere modificación de las instalaciones de superficie.	• No permite monitoreo presiones • Por una o dos zonas presurizadas se debe cerrar todo el pozo • Se puede llegar a habilitar el pozo indebidamente • Genera un desbalance de fluido en las instalaciones de superficie • Tiene impacto en la producción de fluido de los productores asociados que es proporcional al tiempo que se encuentre cerrado y al caudal total cerrado (Si el tiempo de cierre es corto, normalmente no se alcanzan a ensayar los productores para medir la merma de producción). Este impacto es considerable en capas que se encuentran bajo inyección de agua pero con bajas presiones de formación • El tiempo requerido para que la formación se despresurice a un valor dado, es siempre de esta manera el más prolongado.
Cegado del mandril de una zona en particular Con una intervención de WL o SL se puede alojar una VRF cegada que impida la inyección a los reservorios que se encuentran entre los packers.	• La acción solo se lleva a cabo en la zona con presión anómala minimizando el impacto en producción • Costo relativamente bajo • Se resguarda la integridad de la instalación selectiva. • Aseguramiento del cierre (Solo se puede volver a habilitar la inyección con una nueva intervención de WL o SL) • Desbalance mínimo en las instalaciones de superficie • No requiere modificación de las instalaciones de superficie.	• No permite monitoreo presiones • Se requiere tener determinada que zona es la presurizada • Requiere preplanificación • En caso que la zona presurizada tenga previamente nula o muy baja admisión, no se puede verificar la hermeticidad del mandril cegado a través de mediciones de caudal en superficie y son requeridos trazadores para verificarlo • El tiempo requerido para que la formación se despresurice a un valor dado, es siempre de esta manera el más prolongado.

MEDIDA DE MITIGACIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Liberación de los mandriles dejando el pozo cerrado (Despresurización por flujo cruzado) Con una intervención de WL/SL se retiran VRF alojadas en los mandriles correspondientes a zonas con presurizadas y otras con baja presión y alta inyectividad, permitiendo de esta manera la producción de las capas de mayor presión que es admitida por las capas depletadas.	• Se pueden alcanzar los menores tiempos de despresurización (de contar con capas muy depletadas para admitir el agua) • Se puede monitorear la presión desde superficie • No requiere modificación de las instalaciones de superficie.	• Es absolutamente necesario contar con una capa que pueda admitir • Impacto en producción moderado por depletación de reservorios bajo inyección de agua y tiempo requerido para presurizar nuevamente • Requiere preplanificación • Se requiere tener determinada que zona es la presurizada y cual lo admitirá • El backflow puede ensuciar la instalación selectiva y ser necesario posteriores intervenciones con Coiled Tubing • Riesgo de integridad/hermeticidad de instalación selectiva.
Producción de las zonas presurizadas. Se interviene el pozo con WL/SL, se retiran las VRF solo de las zonas presurizadas, dejando el pozo fluir hacia la superficie.	• Se pueden alcanzar los menores tiempos de despresurización • Se puede monitorear la evolución de la presión como el caudal.	• Se requiere tener determinada que zona es la presurizada • Requiere pre planificación • Costoso debido a que requiere modificación de las instalaciones de superficie • Genera el mayor desbalance en las instalaciones de superficie, que puede generar impacto en la producción por problemas operativos • Alto impacto en la producción por despresurización de zonas presurizadas y falta de barrido en zonas con presiones normales de inyección • Los caudales pueden llegar a ser muy altos, y superar los límites de diseño de las instalaciones de superficie, siendo necesario despresurizar el pozo a un caudal menor a costa de un tiempo mayor • Se requiere un método de disposición del agua producida. • El backflow puede ensuciar la instalación selectiva y ser necesario posteriores intervenciones con Coiled Tubing. • Riesgo de integridad/hermeticidad de instalación selectiva.

MEDIDA DE MITIGACIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Incremento de la producción de capas presurizadas en productores asociados. Se puede depletar la capa presurizada, incrementando la tasa a la cual se eroga fluido de la misma, ya sea estimulando la misma o incrementando el régimen de extracción.	• Impacto en producción positivo • Solución que perdura en el tiempo • No requiere modificación de instalaciones de superficie • Genera mínimo desbalance en las instalaciones de superficie.	• Mayores tiempos de despresurización (meses-años) • Requiere mucha preplanificación • La intervención de los productores genera downtime • Disponibilidad de fondos para invertir • Son requeridos otros métodos de monitoreo de la presión de inyección • No aplicable para todos los orígenes de presiones anormales.

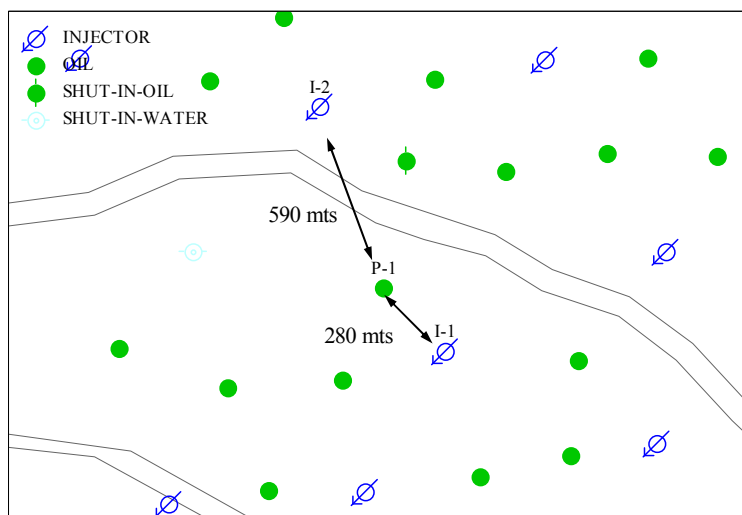
CASOS

CASO A, POZO P-1

Para la planificación de este pozo, se requiere del único pozo inyector en primera línea la siguiente información:

- Esquema del pozo inyector con la ubicación (profundidad) de los mandriles.
- Capas que se encuentran inyectando con el ultimo registro que poseen de presión y caudal de cada una y si poseen el movimiento de válvulas.

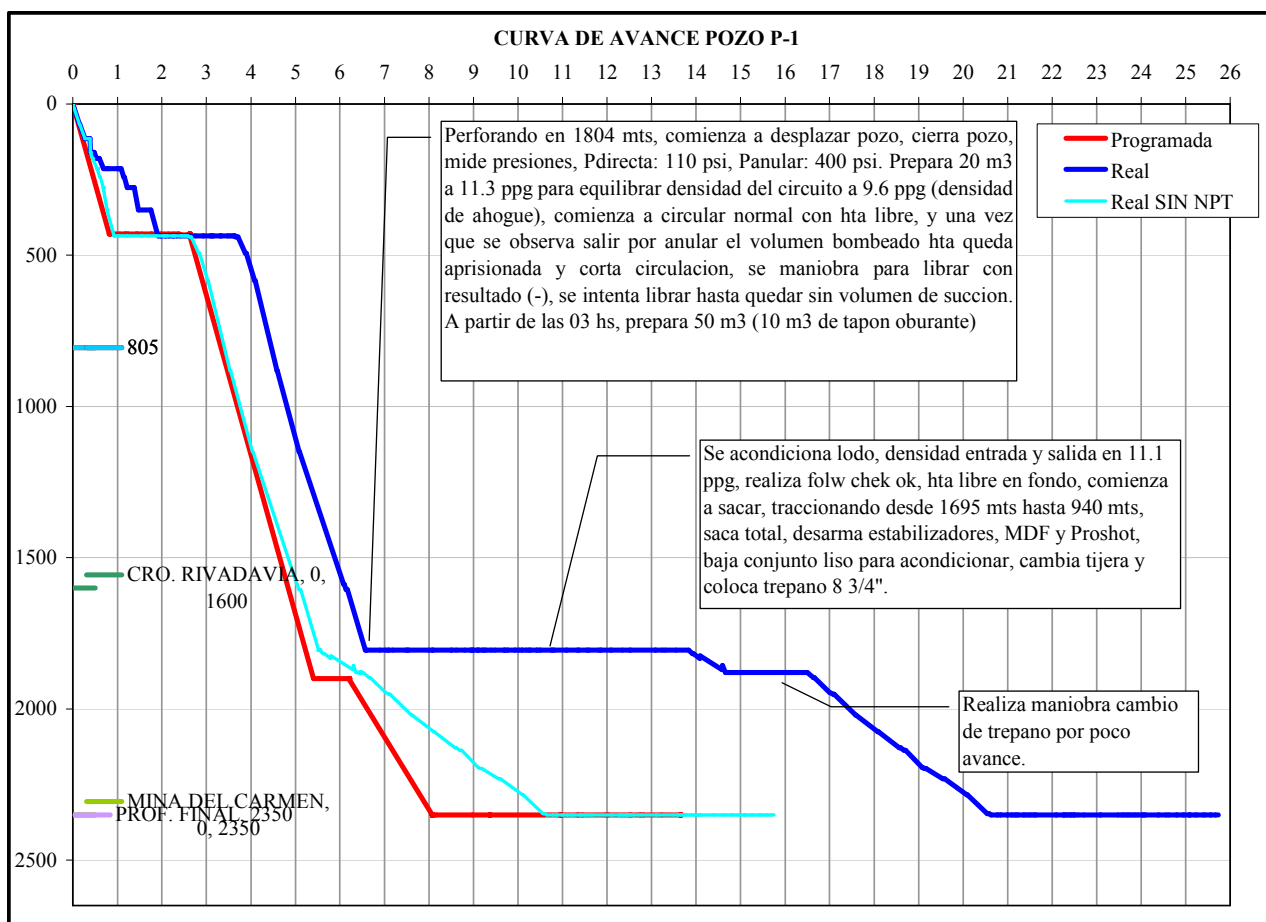
En caso de observar capas sobre presurizadas o depletadas, se calcula el porcentaje de presión hidrostática de las mismas, si este es elevado y presenta cierta antigüedad, se requiere actualizar los datos de presión con una nueva intervención de wireline.



De los datos recibidos del inyector I-1, según los movimientos de válvulas previos realizados con wireline, no se observan zonas presurizadas, ya que al pescar las mismas, los mandriles poseían de moderada a muy alta admisión, excepto por los #1 y #2 que fueron sacados de inyección en Jun-2010.

Fecha	Mandril	Al pescar		Al fijar		Diferencia		Admisión
		Q[m³/d]	P[kg/cm²]	Q[m³/d]	P[kg/cm²]	Q[m³/d]	P[kg/cm²]	
10/6/10	5	1380	150	322	170	1058	-20	muy alta
10/6/10	3	453	165	313	170	140	-5	baja
10/6/10	2	375	169	271	171	104	-2	muy baja (Sacada de inyección)
10/6/10	1	360	170	238	172	122	-2	muy baja (Sacada de inyección)
11/6/10	5	1392	153	330	168	1062	-15	muy alta
1/3/11	6	792	165	288	174	504	-9	moderada
1/3/11	8	748	166	285	174	463	-8	moderada
2/3/11	3	680	165	278	174	402	-9	moderada
8/9/11	8	984	158	260	170	724	-12	alta
8/9/11	5	1320	150	271	170	1049	-20	muy alta

Con esta información se decidió perforar el pozo sin cerrar el Inyector. Pero en el momento que se está perforando en 1805 mts, comienza a observa hidrocarburo por zaranda, se realiza flow check y el pozo comienza a desplazar 200 lts/minuto. Se cierra el pozo y comenzamos a tomar valores de presiones por anular y directa, luego de transcurridas ocho horas, se corta la circulación y la herramienta queda aprisionada. En este momento nos encontrábamos con 9.2 ppg de densidad.



En la curva de avance se puede visualizar que no solo se presentó una demora por la maniobra de librado de herramienta y acondicionamiento de pozo (9.83 días), también la pendiente de avance del último tramo del pozo se vió disminuida por trabajar con un lodo de densidad 11.1 ppg con 18% de sólidos. El tiempo programado era de 13.65 días y el real fue de 25.79 días.

La información previa con la que se contaba no permitió tomar medidas de mitigación previstas en la planificación del pozo, como perforar con mayor densidad al ingresar en la zona sobrepresurizada o el haber preparado un volumen de Kill Mud para poder mitigar en un menor tiempo lo ocurrido. Al manifestarse el inyector, preparar un volumen para levantar densidad y controlar el pozo requiere un tiempo de preparado, por la cantidad de producto para densificar (8hs por cada preparado). Por otro lado si los volúmenes disponibles de pileta para el kill mud no son importantes, la maniobra se extiende aumentando el riesgo de pegado de la herramienta por presión diferencial. Una vez reestablecida la circulación, el lodo en retorno debe ser descartado por baja densidad, debiendo prepararse nuevamente el lodo con la densidad requerida.

CASO B, POZO P-2

En este caso, poseíamos dos pozos inyector en primera línea, a los cuales se le había realizado medición de presión con memory. Al inyector I-3, se le había medido presión en las capas que se esperaba que estuvieren sobrepresurizadas:

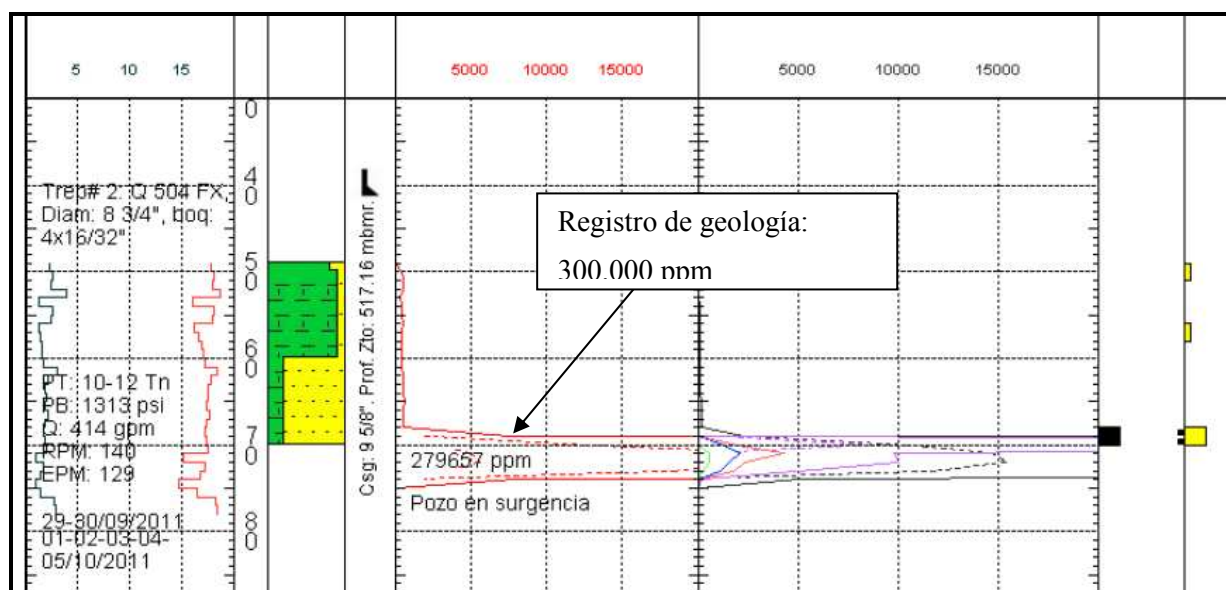
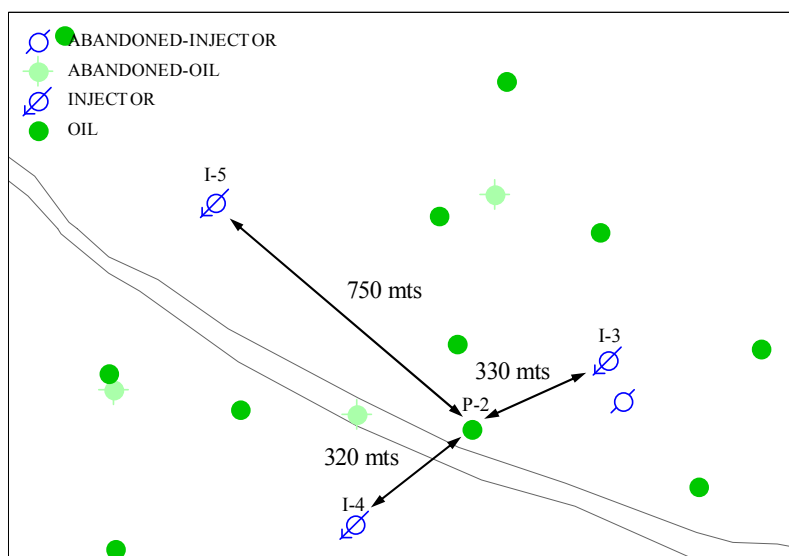
- K-6a: 4720psi, 155% °P normal
- J-3: 4600psi, 162% °P normal
- E-1: 4095psi, 185% °P normal

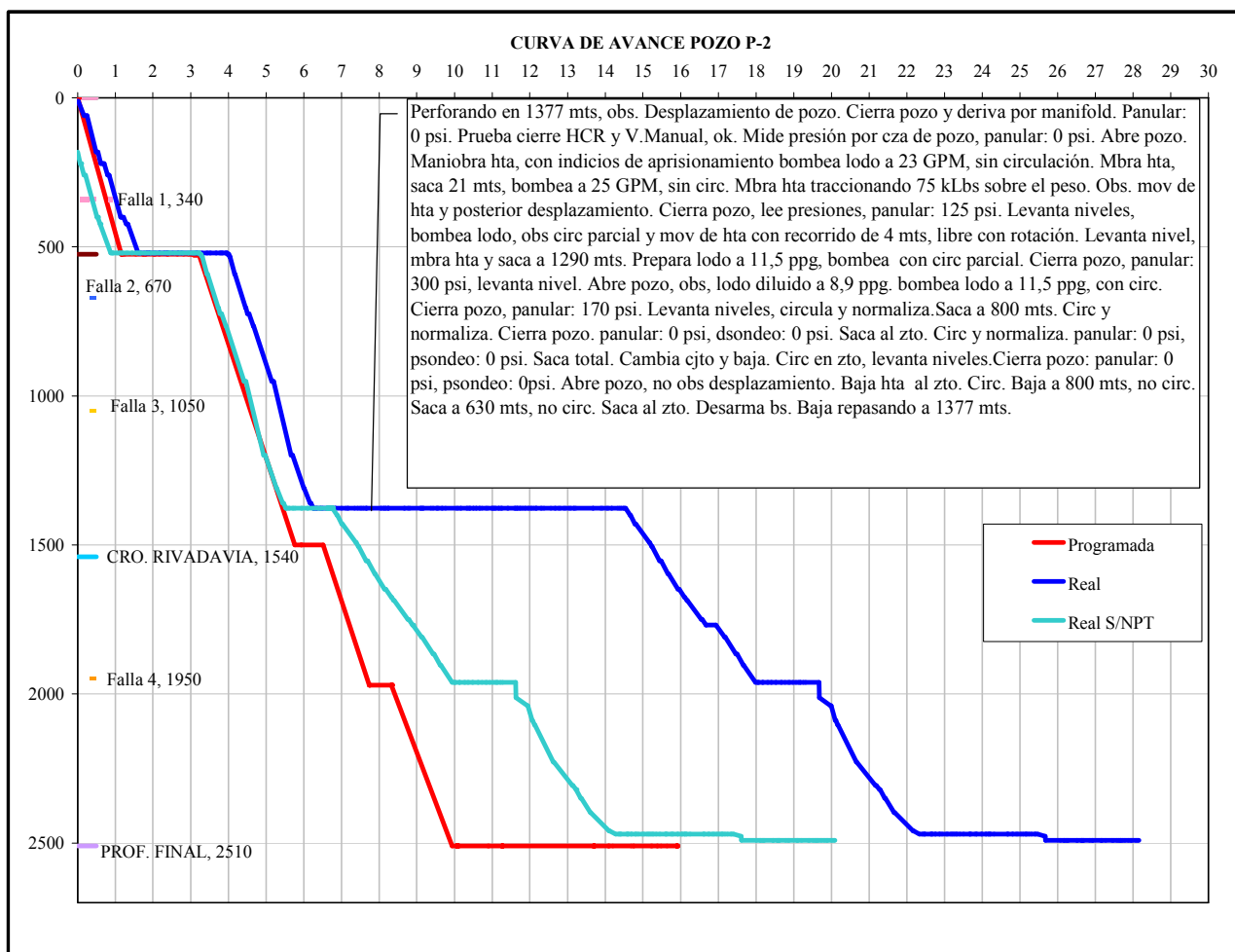
El pozo comenzaría a despresurizar con lo mandriles libres con un día de anticipación previo al comienzo de la perforación del P-2. El tiempo con el que se solicitó la información para planificar la perforación y medidas de mitigación no fue suficiente como para decidir, por ejemplo, transportar hacia otro pozo, si es que al dejar libres las válvulas, se tomen presión y las mismas continúen siendo altas.

Al mismo tiempo, en el inyector I-4, se iba a medir presión de una sola capa que estimaba sobrepresurizada, luego se decidiría las acciones a seguir. Poseíamos muy buena información de las capas que se consideraban sobrepresurizadas, pero no del total de las capas.

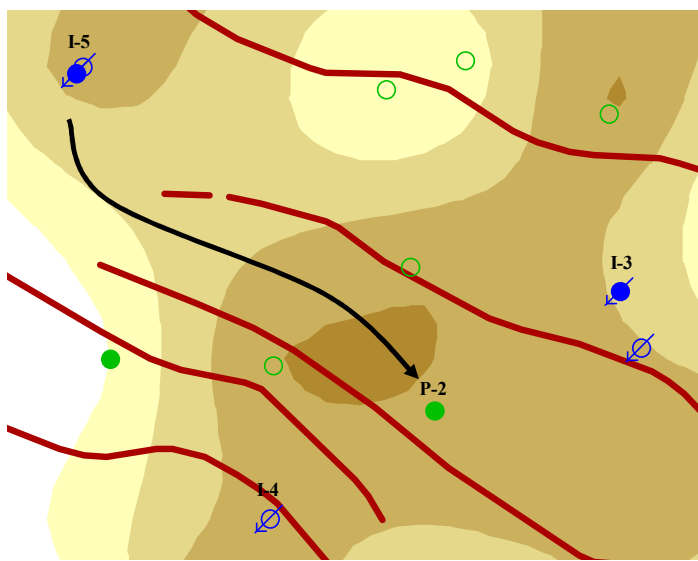
Como parte de medidas de mitigación durante la perforación se solicitó control geológico (iniciado en 1350) control de niveles de pileta de entrada y salida por compañía de cabina, sensor en trip tank y monitoreo a distancia de parámetros (que podíamos visualizar en trailer del company).

Al ir perforando en 1377 mts se observa desplazamiento por zaranda, control geológico registra 300.000 ppm de gas, se realiza flow chek y pozo desplaza, observando abundante recorte por zaranda. Se cierra BOP y deriva al choke manifold para controlar presiones, la herramienta queda aprisionada, se comienza maniobrar para librar y se intenta circular en forma parcial. En este momento nos encontrábamos perforando con 9.2 ppg de densidad de lodo.





En la curva de avance se puede visualizar que nos lleva 8.3 días el poder librar la herramienta, sacar a superficie, acondicionar pozo y poder continuar perforando normal, y sobre esto al prolongarse los tiempos de perforación se debe realizar nuevamente la prueba de BOP por cumplirse 14 días con lo cual nos demora 1.6 días más sobre el programado ya que debemos sacar BHA total a superficie. El tiempo programado era de 19.2 días y el real ha sido de 28.16 días.



Mapa arena sobrepresurizada

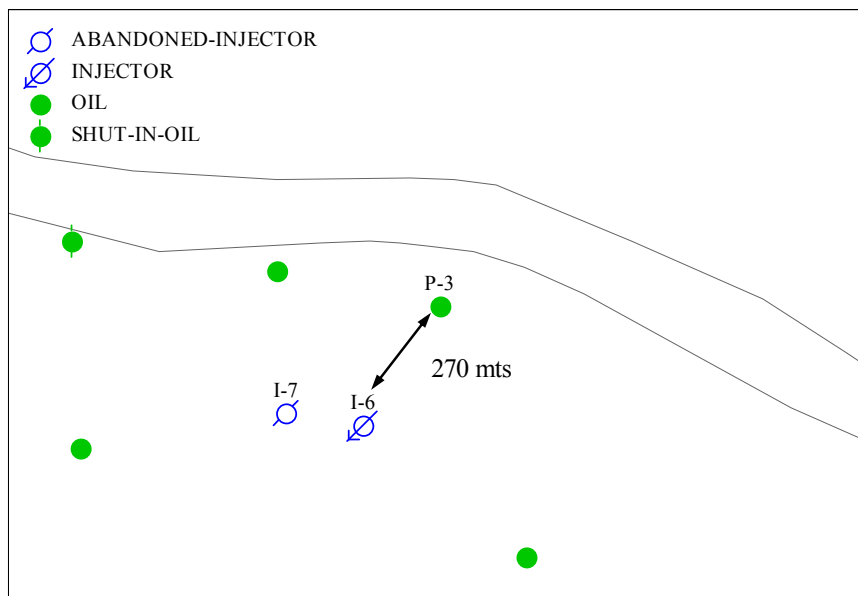
Cuando se observó el desplazamiento en dicha profundidad, correspondía a una capa que no tenía antecedentes de sobrepresión. En los inyectores I-5 e I-3 con alta admisión, en el I-4 no se encontraba en inyección. Para mitigar el aporte del pozo se liberó los mandriles del inyector I-5 (que se encontraba a 750mts) y se dejó despresurizando en flujo cruzado. A partir de la manifestación del pozo y con los nuevos datos de presión, se confirmó la vinculación hidráulica entre el P-2 e I-5, que en la preplanificación no se tuvo en cuenta.

CASO C. POZO P-3

En la etapa de planificación del pozo P-3, se midieron presiones en el inyector I-6 (270m de distanciamiento), encontrándose sobrepresiones, de hasta el 190% de la presión normal.

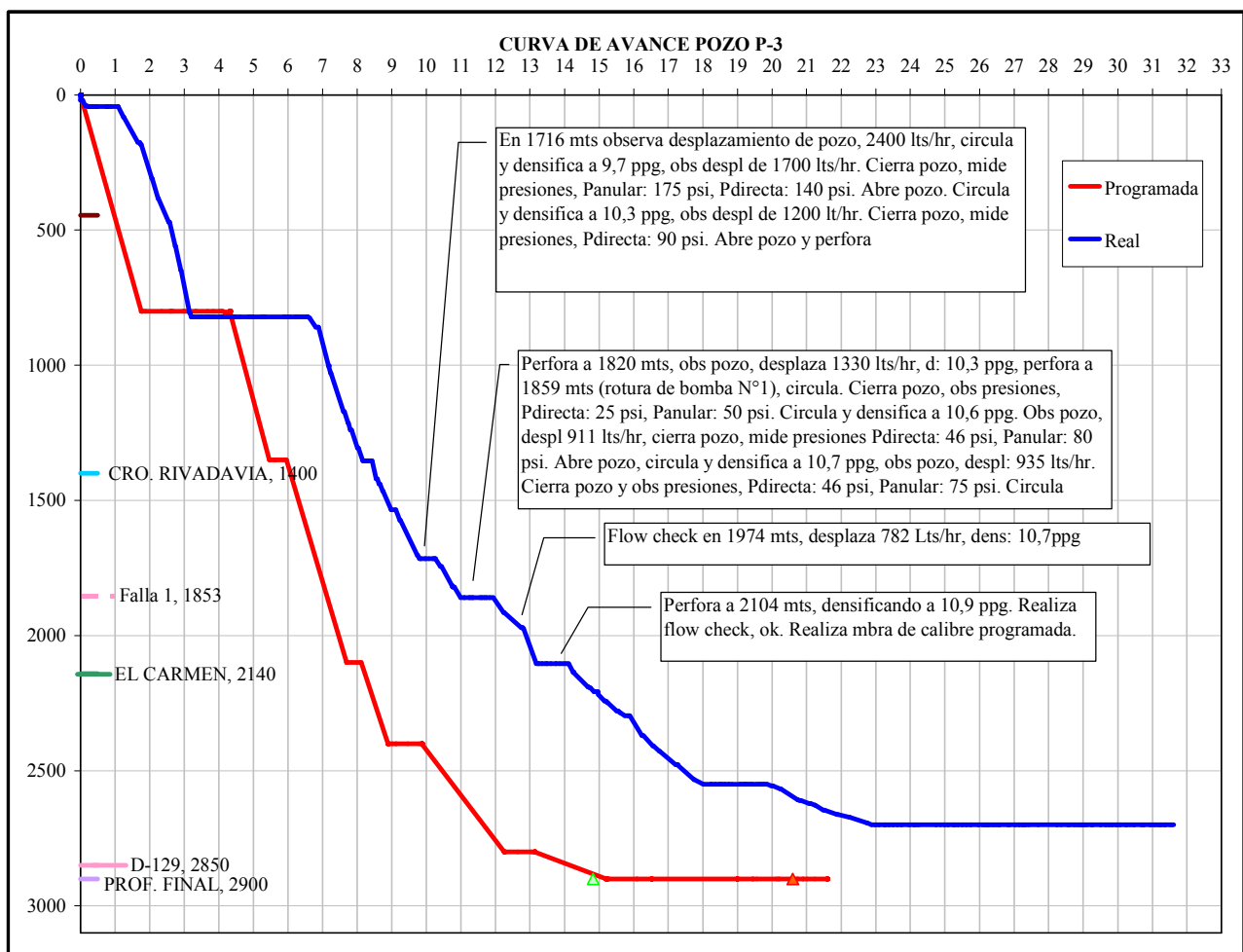
A partir de estos valores se comienzan los trabajos de mitigación para despresurizar en flujo cruzado las capas y al mismo tiempo se conecta una línea en boca de pozo a una pileta para acelerar el proceso. También se modificó el cronograma postergando en 3 meses la perforación para llegar valores de presión que se pudieran contralar con de densidad del lodo de hasta

11.ppg. Adicionalmente se requirió durante la perforación servicios de control geológico, de control de volúmenes de entrada y salida, sensor de trip tank, como así también se incorporo una pileta adicional de 30m3 donde ya se contaba con el lodo de ahogue (Kill Mud) a una densidad determinada por las presiones esperadas



Capas Inyector I-6	Profundidad	Estado inicial			Estado final			Capas esperadas productor P-3	Profundidad
		Presión [psi]	% Presión normal	Densidad equivalente de ahogue [PPG]	Presión [psi]	% Presión normal	Densidad equivalente de ahogue [PPG]		
D-8	1450	3270	159%	13.7	2750	133%	11.5	D-8	1400
D-9	1465	Sin dato de Presión						D-9	1418
E-4a	1520	4215	196%	16.8	2820	130%	11.3	E-4a	1470
E-4ab	1537	4300	197%	17.0	2885	132%	11.4	E-4ab	1487
E-5	1545	4300	197%	16.8	2885	132%	11.3	E-5	1500
F-6	1625	1240	54%	4.6	1950	84%	7.3	F-6	1577
F-8	1641	3800	163%	14.0	2640	113%	9.7	F-8	1593
G-6ab	1733	3375	137%	11.8	2785	113%	9.7	G-6ab	1685
I-1a	1859	Sin dato de Presión						I-1a	1805
I-4	1908	Desvinculados por una falla							
J-3	1983								
K-6	2110								
L-4a	2182								
L-9	2235								
M-4	2310								
M-9	2390								

En este caso, se realizó un trabajo de planificación con tiempo que permitió tomar las acciones correctas previas a ingresar a perforar el pozo. Aunque se observa en la curva de avance retrasos asociados al control del desplazamiento del pozo, finalizando el pozo con una densidad de 11.5ppg, este pudo terminar con éxito.

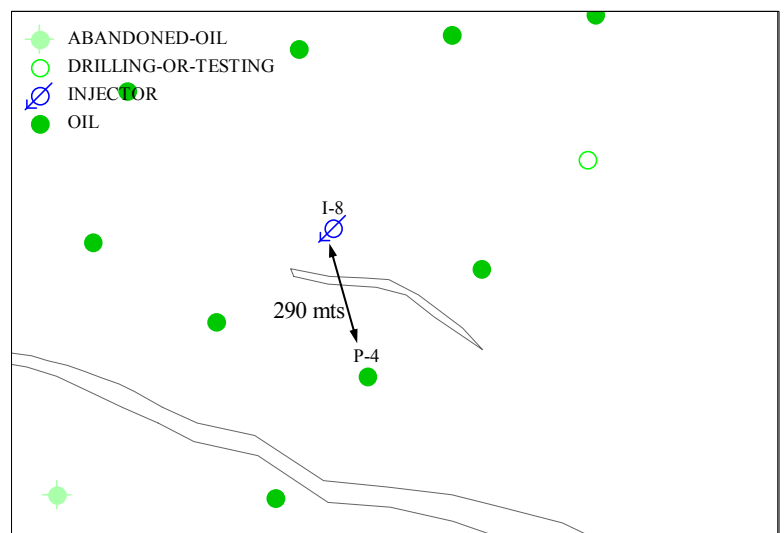


CASO D, POZO P-4

Durante la etapa de planificación, se detectó una zona sobrepresionada. Se estimó que el origen de la misma correspondía a la mala petrofísica de la capa y no se manifestaría durante la perforación. A pesar de ser la presión de inyección superior al 58% de la presión normal, se decidió perforar el pozo sin cerrar el inyector.

Por el movimiento de válvulas reguladoras de fondo en I-8, sabemos Mandril 1 (1721.5/24 mbnm) se encuentra sobresurizada. Al retirar la VRF del bolsillo del mandril de la instalación selectiva, no se observa una disminución de la presión de inyección en superficie y el caudal de inyección se incrementa solo 90 m³/d, indicando

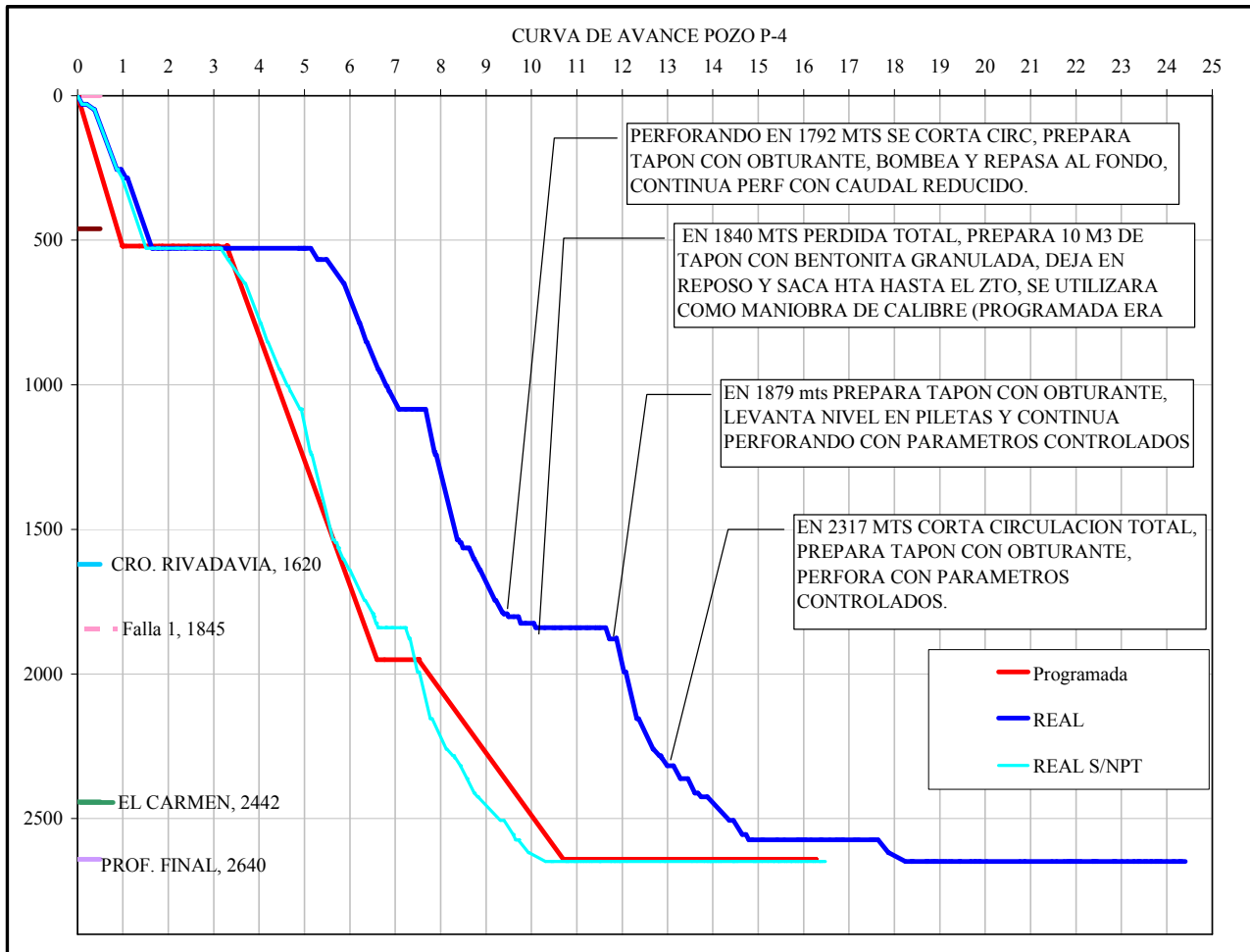
que la presión normal de inyección en fondo de esa capa está en el orden de 5000 psi. Con este antecedente, se hubiera recomendado cerrar el pozo inyector, pero adicionalmente a esta información contábamos también con otras fuentes de información:



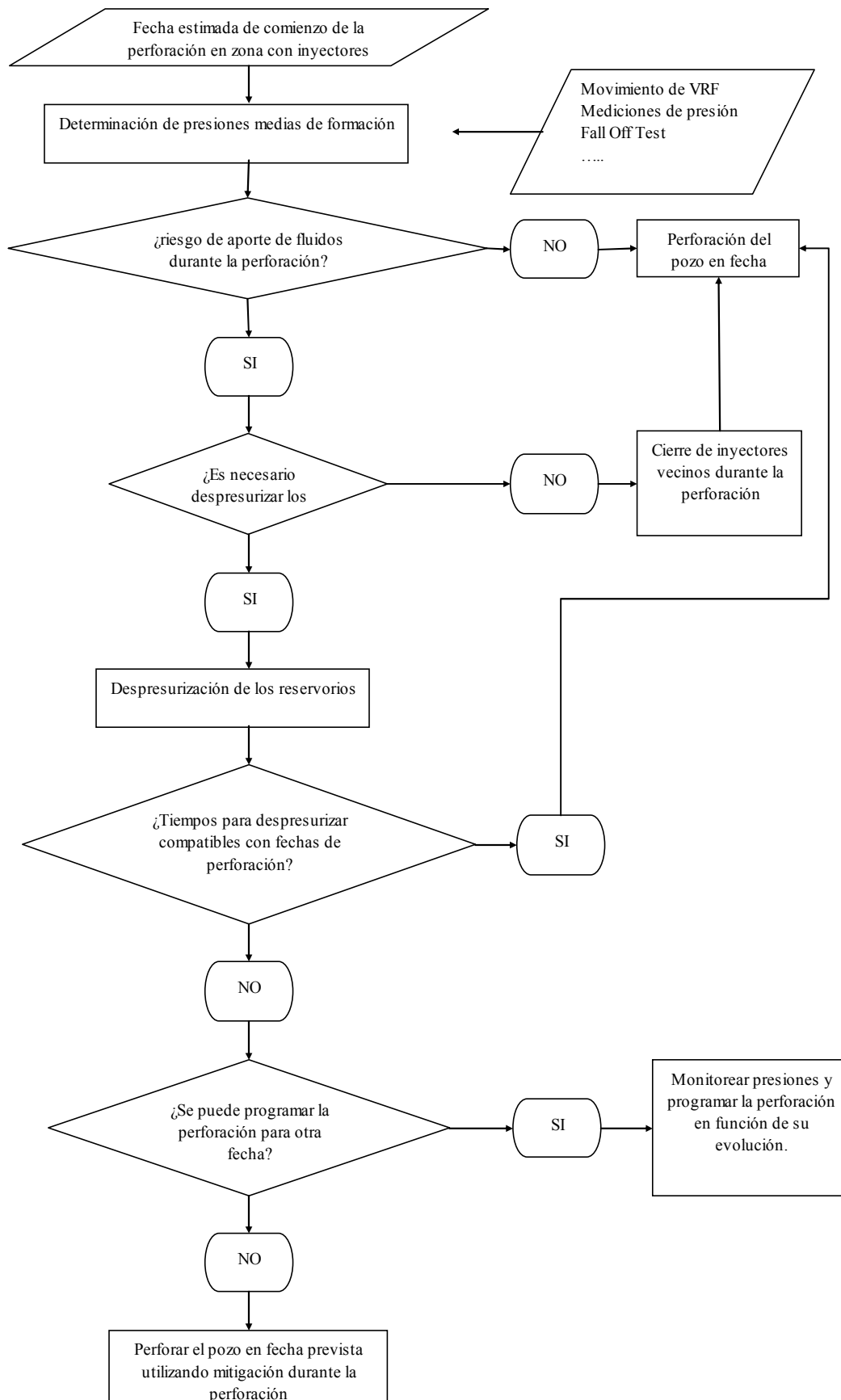
Fecha	Mandril	Al pescar		Al fijar		Diferencia		Admisión
		Q[m ³ /d]	P[kg/cm ²]	Q[m ³ /d]	P[kg/cm ²]	Q[m ³ /d]	P[kg/cm ²]	
28/2/11	5	s/d	139	170	150		-11	alta
28/2/11	3	1260	130	158	150	1102	-20	muy alta
28/2/11	1	247	150	161	150	86	0	muy baja

- La capa se encontró previamente en un pozo productor vecino, se le midió la presión en fondo durante el perfilaje, siendo esta 3246 psi (7.8 ppg), luego se punzó y ensayó arrojando un caudal de 175 litros/hora sin nivel.
- Por perfiles la capa tiene pobre petrofísica (baja porosidad y permeabilidad), y observando el mapa de la arena, esta tiene un pobre desarrollo.
- Ya se contaba con antecedentes de perforación en la malla sin cierre del inyector.

Estos datos nos permiten determinar que el origen de la presión no es a un desbalance entre la inyección y la producción sino a las bajas permeabilidades que presenta la capa.



RECOMENDACIÓN DE METODOLOGÍA DE TRABAJO



CONCLUSIONES

Uno de los objetivos del departamento de perforación es optimizar los tiempos de perforación y otro de ingeniería de recuperación secundaria es maximizar la producción. En principio estos parecían no conectados o incluso contrapuestos entre sí. ***“¿Podes cerrar todos los inyectores vecinos?... no por que voy a perder producción”***. Esta situación significaba tomar medidas que no siempre parecían llevar los valores de riesgo de aporte de fluidos a puntos aceptables. Algunas veces las medidas eran excesivas e innecesarias o directamente no lograban el objetivo minimizar el riesgo y los tiempos de perforación se extendían por aporte de fluidos al pozo.

Para la perforación de pozos que atravesen capas bajo recuperación secundaria, se deben considerar los siguientes puntos:

- Estudio de las zonas a perforar con la suficiente antelación que permita implementar medidas de mitigación de ser necesario y/o modificar cronograma de perforación. Por ejemplo:
 - o Estructura y correlación de las capas, para identificar discontinuidades y barreras hidráulicas
 - o Identificación de desbalance de inyección/producción
 - o Antecedentes de desplazamiento en otras intervenciones de pozos vecinos (Perforación, workover y pulling).
 - o Presión máxima de inyección disponible
 - o Evolución de la inyección
- Estimación actualizada de presiones de todos los reservorios que están en inyección y serán atravesados. Fuentes de datos:
 - o SFT/RFT
 - o Fall off test
 - o Niveles estáticos y dinámicos de productores.
 - o Variaciones de presión y caudal en movimientos de válvulas de instalaciones selectivas usados en conjunto con Step Rate Test
 - o Estimación del perfil de presión Inyector-Productor dentro del reservorio.
- Contar con equipo adecuado/volumen en superficie en caso de prever zonas sobrepresurizadas
 - o Piletas adicionales para preparar Kill Mud (Minimizar el tiempo de respuesta frente a una surgencia)
 - o control de los niveles de pileta de entrada y salida
 - o control de nivel de trip tank (durante maniobra)
- Los mínimos tiempos de despresurización se consiguen dejando el pozo en flujo cruzado y desplazando a superficie.

Una planificación, tardía o mal hecha, tiene como posibles consecuencias, retrasos e incrementos de costos de perforación, imposibilidad de perfilar a pozo abierto, malas cementaciones e incluso la pérdida del pozo.

BIBLIOGRAFIA

- Datos de referencia de files de pozos perforados durante año 2011
- Datos de DIMS
- Información de producción
- Manual de Producción 2007 de Pan American Energy
- Fluidos-Manual de Ingeniería-Baker Hughes INTEQ