

Experiencias para el Control de Gas utilizando tecnología de Geles en Campo Furrial para mejoramiento de perfiles de producción

Llamedo, M., Espinoza, J., Ortega, A., PDVSA-Intevep; Ortiz, J., Pérez, I., Barrera, J., PDVSA; Vernaez, O., Mendoza, A., Reyna M., PDVSA-Intevep; Perdomo, L., Cordova L., Rauseo, O. Servicios y Suministros de Oriente; PDVSA-Intevep;

llamedom@pdvsa.com, espinozaj@pdvsa.com, ortegaaz@pdvsa.com, ortizjaa@pdvsa.com, pereziw@pdvsa.com, barrerajs@pdvsacom, vernaezo@pdvsa.com, mendozaajn@pdvsa.com, reynam@pdvsa.com, perdomolenin@ssoven.com.ve, cordoval@ssoven.com.ve, rauseoo@pdvsa.com

Resumen

El gran reto asociado a los yacimientos maduros ubicados en áreas tradicionales del Oriente del país conlleva, el aporte de equipos multidisciplinarios para visualizar las mejores recomendaciones en aras de mejorar el recobro final en dichos yacimientos.

Por otra parte, el mejoramiento de perfiles de producción, constituye una estrategia exitosa implementada para poder incrementar eficiencia de barrido; para ello se dispone de técnicas mecánicas y químicas, que en algunos pozos se usa principalmente combinadas con acciones de reacondicionamiento.

Durante la última década en el área del Norte de Monagas, la tecnología de Geles Poliméricos desarrollada por PDVSA Intevep ha permitido apalancar diferentes procedimientos combinados, teniendo como objetivo mejorar los perfiles de producción. El bloqueo de zonas canalizadas por fluidos de inyección (agua y/o gas) provenientes de proyectos de recuperación mejorada constituye una práctica exitosa que permite generar un perfil global más heterogéneo y así garantizar una mejor eficiencia de barrido en el yacimiento.

El diseño del tratamiento químico incluye la combinación de sistemas gelificantes y una capa de cemento para lograr aislar las zonas canalizadas por el fluido inyectado. Las recomendaciones adicionales en cuanto a remoción de daño, en algunos casos incluyen la adición de intervalos adicionales, complementan estas propuestas para mejorar perfiles de producción y maximizar el recobro final asociado al área de drenaje de los pozos productores.

En este trabajo se muestra la efectividad de la tecnología de geles para Control de Gas, considerando el diagnóstico, diseño y tratamiento recomendado para tres pozos productores de crudo con la finalidad de mejorar el perfil de producción para cada pozo, disminuyendo también su alta relación gas-petróleo. Dichos pozos se encuentran localizados en la parte norte del oriente de Venezuela.

Los resultados de este trabajo permiten establecer que las claves del éxito del mejoramiento de perfiles de producción incluyen un acertado diagnóstico, causas del problema, así como el diseño y recomendación del tratamiento en función del comportamiento global del pozo y su área de drenaje en el yacimiento.

Introducción

El área del Norte de Monagas incluye uno de los más importantes yacimientos en el área del Este de Venezuela, su producción inició en el año 1986; su producción global inicial fue de un aproximado de 860.000 BNPD, operada por PDVSA (Petróleos de Venezuela, S.A.) (Fig 01)¹⁻³. El área se divide principalmente en cinco (5) campos: El Furrial, Orocual, Jusepin, Carito y Pirital. En términos globales de producción, El Furrial, Carito y Pirital han tenido la mayor producción del área. Los casos que se presentan en este trabajo están ubicados en el campo El Furrial.

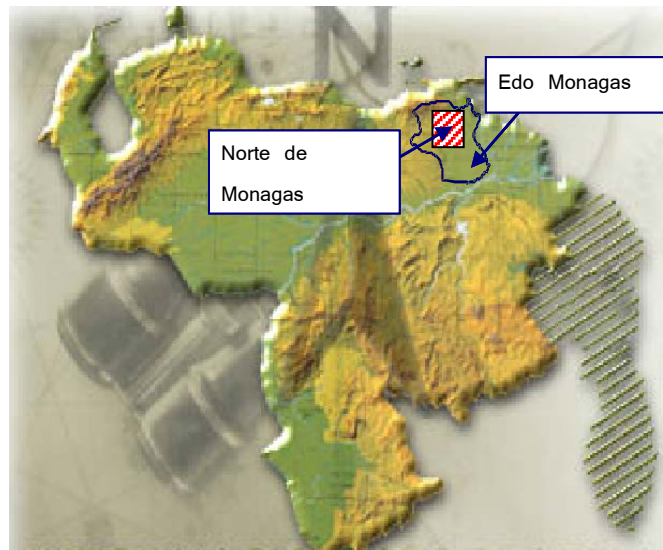


Figura 1. Área de Estudio Campo El Furrial

Entre sus principales características se pueden mencionar considerables profundidades, elevada productividad y altos valores de presión. El mecanismo inicial de producción es la expansión roca fluido sin presencia de capa de gas. En 1998 se inicia un proyecto de recuperación secundaria para el mantenimiento de presión mediante inyección de gas, con el objetivo de mitigar la declinación de presión y mantener las tasas de producción.

El Norte de Monagas muestra un comportamiento de fluidos de tipo gradiente composicional, que varía en algunos casos desde gas condensado hasta petróleo negro; la gravedad API varía con la profundidad desde 40 hasta 16. En el caso específico del campo El Furrial el comportamiento es de petróleo negro. Algunas de sus características generales son:

- Pozos verticales o pozos desviados (con menos de 30 grados), con algunas excepciones.
- Rango de profundidad de 12.000 pies a 19.000 pies
- Rango de presiones estáticas de fondo de 5.000 psi a 8.500 psi.
- Rango de temperaturas estáticas de fondo desde 280 hasta 310° F
- Rango de permeabilidades absolutas (K) varían desde 20 hasta 1.800 md
- Rango de producción promedio por pozo desde 500 BNPD hasta 5.000 BNPD, con algunos pozos donde la producción es más elevada.

En el campo El Furrial, la práctica general es que los pozos de esta área son completados con cemento, y luego perforados. Inicialmente y hasta hace unos pocos años su producción era por flujo natural. Dado que es un campo maduro actualmente, se tienen pozos bajo diferentes esquemas de levantamiento artificial y sistemas de bombeo debido a los problemas energéticos que presenta el campo.

Algunos de los problemas de pérdida de producción están asociados con formación de emulsiones, taponamiento de asfaltenos, producción indeseada de agua/gas, y las operaciones mayoritariamente de remediación estas problemáticas son mediante el uso de “Coiled Tubing” (CT).

El mejoramiento de perfiles mediante el bloqueo de zonas canalizadas por la inyección de gas del proyecto de recuperación secundaria, es una de las acciones que minimiza las altas relaciones de Gas-Petróleo; y adicionalmente permite perfiles más homogéneos de las arenas abiertas a producción de petróleo.

Los pozos que denominaremos pozos productores A, B, C y D son los más recientes en el campo Furrial que han sido sometidos a mejoramiento de su perfil de producción, mediante el bloqueo de zonas productoras de gas. Estos pozos verticales están completados en diferentes arenas productoras; además son pozos que han produciendo desde al menos 5 años. Estos pozos iniciaron producción con tasas superiores a 1.000 BNPD y RGP de 5.000 aproximadamente. Todos estos pozos están en la cresta de la estructura en el yacimiento.

El comportamiento de producción se describe como heterogéneo, dado el carácter estratigráfico del yacimiento. La presencia de zonas de alta permeabilidad que se comportan como zonas ladronas o canalizadas que conllevan a un barrido pobre en firma vertical en el yacimiento.

Los últimos registros de producción (PLT) muestran las evidencias de ese comportamiento. La elevada producción de gas en los pozos de este estudio viene de las arenas superiores debido a la canalización por la inyección. Este comportamiento de barrido en el

yacimiento puede incrementar mediante el mejoramiento del frente de inyección bloqueando las zonas ladronas y/o de alta permeabilidad que producen con alta RGP.

La tecnología geles desarrollada por PDVSA Intevep ha sido evaluada en más de 10 pozos en esta área combinada principalmente con la técnica de forzamiento de cemento con un elevado porcentaje de éxito más del 80%. La tecnología de geles ha sido utilizada de manera ampliamente exitosa para el control de agua a nivel mundial, en Venezuela el porcentaje de éxito supera el 75%.

Las experiencias globales reportan la relación directa de su éxito asociada a la dependencia con un apropiado diagnóstico para identificar la causa del problema. En los casos de gas, es importante disponer de la información de las opciones tecnológicas que pudieran corregir o mitigar la problemática. En el caso de la tecnología de geles el diseño del volumen y la formulación requerida juegan un papel muy importante en el diseño del tratamiento. La secuencia operacional es también crítica para asegurar el éxito de la aplicación del tratamiento en campo.

El uso de sistemas gelificantes combinado con un forzamiento de cemento al final del tratamiento ha demostrado mayor efectividad como correctivo de mejoramiento de perfil en pozos productores a canalizaciones de gas. El cemento no puede penetrar en zonas de baja porosidad y su efecto es limitado en la formación⁴⁻⁶. Esta combinación es una técnica exitosa de bloquea de flujo de gas aun cuando en algunos de nuestros casos de estudio por problemas operacionales esta etapa no se completo en su totalidad.⁷⁻¹³

Diagnóstico de la Problemática

El área del Norte de Monagas esta compuesto por los yacimientos Merecure, San Juan, San Antonio desde el tope hasta el fondo de la columna. Cada yacimiento esta compuesto por arenas con diferentes propiedades que varían en su extensión con bastante heterogeneidad.

El diagnóstico para los pozos objeto del estudio, indica la afectación directa por la inyección de gas y su efecto bajo sus esquemas de producción en arenas altamente heterogéneas, este es similar para los pozos en toda el área.

Campo El Furrial

El mecanismo de producción inicialmente fue expansión roca fluido sin capa de gas¹⁴. Los yacimientos se encuentran por debajo de su presión de saturación en muchos casos, son de tipo volumétrico. La presión de yacimientos ha declinado de manera importante y cercana a condiciones críticas para su producción. Los proyectos de recuperación secundaria se iniciaron en 1992 con la inyección de gas por los flancos; posteriormente, un proyecto de inyección de gas se inicia en la parte superior de Merecure en 1998 y la declinación de presión se mitigo logrando un efecto por un tiempo importante de mantenimiento depresión, esto fue considerado un proyecto de alto beneficio que permitió maximizar y optimar el recobro final de hidrocarburos¹⁵⁻¹⁶.

Las propiedades varían en un importante rango en las diferentes arenas, de esta manera se impone un perfil heterogéneo natural de producción/inyección, donde algunos intervalos presentan patrón de flujo preferencial (canalización) lo que se evidenciará como un recobro deficiente de petróleo con la posibilidad de acelerar la producción de fluidos indeseados (gas o agua)¹⁷⁻¹⁸.

Tecnología de Geles

La tecnología de geles para control de la producción de agua fue desarrollada a mediados de los años 80 y ha sido evaluada en un amplio intervalo de condiciones con un porcentaje de éxito, que en el mundo se encuentra alrededor del 60%.¹⁹

Definición

Los geles son sustancias químicas cuyo peso molecular puede variar de bajo, medio u alto dependiendo del problema abordar, se inyectan como soluciones líquidas de baja viscosidad hacia el yacimiento, donde reaccionan para formar un medio capaz de reducir significativamente la permeabilidad de la formación bloqueando el paso de los fluidos contenidos en ella. Los geles comerciales más comunes son de tipo silicatos, monoméricos o poliméricos; sin embargo, son estos últimos los que han sido más ampliamente utilizados debido a su versatilidad para adaptarse a las condiciones presentes en los yacimientos petrolíferos.²⁰

Los geles poliméricos son la mezcla de un polímero soluble en agua y un agente entrecruzador, que reacciona a la temperatura del yacimiento formando una red tridimensional con fluido atrapada en su interior.

Una vez establecida la causa de la alta relación gas-petróleo, es posible definir si el pozo es efectivamente candidato a un tratamiento con sistemas geleficantes. Para cualquier tratamiento, son necesarias algunas evaluaciones de laboratorio, estas evaluaciones incluyen la compatibilidad entre los fluidos, roca así como con el cemento potencial a ser utilizado.

El análisis de compatibilidad de agua consta de: a) la evaluación de la formación de agua o la inyección en un horno a la temperatura del yacimiento y b) el modelar físicamente a la presión y la temperatura del yacimiento, para establecer cualquier implicación del índice de saturación en la precipitación de los iones presentes en el agua de formación o inyección a condiciones de yacimiento al interactuar con el sistema de gel.

La caracterización gel comprende dos tipos de pruebas: fuera y dentro del medio de poroso.

1. Las fuera del medio poroso consisten en pruebas de la botella, para obtener las características más importantes del sistema de gel: tiempo de gelificación (inicial y final), consistencia y la estabilidad del sistema durante el tiempo (más de un año) a temperatura del yacimiento. Estas pruebas también se evalúan en un intervalo de pH, con el fin de controlar tiempos de gelificación y determinar si es necesario añadir un compuesto adicional (buffer) para acelerar o inhibir el tiempo de gelificación.

2. Las pruebas dentro del medio poroso son experimentos que deben realizarse con muestras de núcleo real del yacimiento, el sistema consta de tomas de presiones internas. Las tomas de presiones internas permiten la evaluación del flujo a través de un medio poroso excluyendo el "efecto final que pudiera enmascarar los resultados. Estas pruebas son obligatorias cuando el diagnóstico muestra una zona con importantes reservas de petróleo a recuperación que fluye con el fluido indeseado (agua o gas) conjuntamente. Para esta problemática no puede utilizarse un sistema de sellante, es el factor de resistencia residual (RRF) que se determina para el agua, el gas y el petróleo ⁶ quien definirá la formación más adecuada. La permeabilidad a las fases específicas, antes y después del tratamiento, debe ser conocida. La reducción de la permeabilidad es la relación de la permeabilidad efectiva antes y después del tratamiento con gel.

$$RRF = \frac{K_{antes}}{K_{despues}} \quad (1)$$

Donde

K_{antes} = permeabilidad efectiva antes del tratamiento

$K_{despues}$ = permeabilidad efectiva después del tratamiento

La expresión RRF debe determinarse para los fluidos presentes: agua, petróleo y gas, si es el caso.

Este tipo de prueba de desplazamiento permite la determinación del efecto selectivo llamado "DPR" del sistema de gel frente a los fluidos específicos de la zona propuesta para el tratamiento a condiciones de reservorio, siendo la mejor recomendación de uso de tapón de núcleo de la formación. Cuanto mayor es la RRF, mayor es la reducción de la permeabilidad en el medio poroso (bloqueo).

También, se evaluó la estabilidad del sistema de gel con la presión en el tiempo, para asegurarse de que mantiene su eficiencia de sello al someterse a cambios que equivalen a condiciones de reductores en el pozo; esto como parte de la evaluación medio poroso. La estabilidad del gel se determina por la disminución del RRF después de fluir varias veces.

Además, es importante mantener un control calidad durante todo el proceso de preparación del gel: mezcla inicial, ajuste de pH, el transporte al proceso de ubicación, la ubicación de almacenamiento e inyección, para reproducir todas las propiedades de gel de laboratorio.

Casos de Estudio

Hasta la presente fecha, en el Norte de Monagas se han realizado al menos 15 tratamientos en total gas/agua para el mejoramiento de perfiles de producción. En este trabajo se resumen las cuatro últimas experiencias para control de gas en el campo el Furrial. A continuación se describe el diseño del tratamiento y el procedimiento operacional de manera general.

Diseño del Tratamiento

Un diseño general será descrito dado que es similar el procedimiento para los cuatro pozos que se incluyen en este trabajo. Definida la zona ofensora mediante el diagnóstico en cada caso de la causa de alta relación gas- petróleo para los pozos A, B, C y D; el objetivo planteado fue bloqueo o abandono total de dicha(s) zona(s). El tratamiento con sistemas gelificantes permitirá mitigar o sellar el flujo de gas en la zona denominada como ladrona ofensora.

Se realizaron evaluaciones de botella a temperatura de yacimiento para establecer la formulación adecuada, los tiempos de gelificación y el tratamiento requerido era bloquear una zona canalizada por gas.

La formulación idónea para alta temperatura debe ser estable en un rango de pH que permita la inyección del volumen estimado para mitigar la problemática. En la Tabla 1 se muestran los tiempos de gelificación para la formulación utilizada en los casos de este estudio. La consistencia L se asocia a buena rigidez lo que garantiza el sello en la zona tratada.

Formulación	pH	T(°F)	T gel Inicial (hrs)	T gel Final (hrs)	Consistencia
Sistema Gelificante	5	280	5	24	L

Tabla 1. Características del Sistema Gelificante

Para garantizar el sello se realiza un forzamiento de cemento posterior a la inyección del gel.

La simulación numérica del proceso de inyección considerando la capacidad de flujo permite establecer tasas de flujo óptimas para una invasión del gel en la formación más homogénea; esto es posible dado que se tiene modelo y caracterización detallada de la petrofísica por unidad de flujo. La heterogeneidad de la permeabilidad es crítica en el diseño del tratamiento.

El mejoramiento del perfil de producción puede ser la combinación del bloqueo de una zona canalizada, con la estimulación y/o adicción de otras zonas productoras.

Ejecución del Tratamiento en campo

El uso de tubería flexible (CT) para las operaciones es muy común en la zona Norte de Monagas, aunque existen disponibles muchas tecnologías y herramientas que se han desarrollado a lo largo de los años en el programa trabajos de rehabilitación o reacondicionamiento correctivos, la tecnología CT es uno de los más importantes debido a su versatilidad, la capacidad para realizar este tipo de trabajos y su rentabilidad en comparación con el equipo de perforación convencional.

En el caso de control de gas, la mayoría de los tratamientos han sido bombeados a través de CT. Entre las diversas razones, dado que el volumen del interior del CT es mucho menor en comparación con el volumen de la tubería de producción, lo que garantiza que el sistema de gel bombeado accedera mas rápidamente a las perforaciones del intervalos que se quiere aislar.

La secuencia operativa se define y discute antes de la ejecución de cada trabajo con el equipo multidisciplinario dado secuencia operacional es fundamental para asegurar el éxito en la aplicación del tratamiento.

El procedimiento operativo se describe como sigue:

1. Es obligatorio realizar una corrida de limpieza con el CT al pozo. Los solventes aromáticos se utilizan para garantizar que las paredes de la tubería estén libres de cualquier depósito.

2. En general los tratamientos de bloqueo de gas han sido tratamientos selectivos. Es por ello, que hay algunas zonas que deben ser protegidas para evitar que se dañen por invasión del gel en las mismas. Por lo tanto, para proteger las zonas de producción de petróleo más bajas, se bombea un tapón de arena para aislarlos a través de la TC. Muchas veces, se utiliza arena con una distribución de tamaños de grano para obtener un tapón de arena con menor permeabilidad, esto con el fin de garantizar que el tratamiento de gel no se puede filtrar a través del mismo a las zonas de producción de petróleo. En algunos casos, se ha utilizado una capa de 5 pies y 10 pies de cemento (ubicada en el tope del tapón cuando la distancia entre las zonas de producción de petróleo y el gas es muy cercana, o cuando la zona de producción de petróleo inferior al intervalo a tratar tiene mayor permeabilidad en comparación con las zonas de producción de gas). En caso de necesidad, para proteger las zonas de producción de crudo en arenas superiores, se han utilizado empacaduras inflables, aunque no es tan común su uso, se protegen con una delgada capa de cemento u otro químico que luego se remueve.

3. A continuación, se realiza el tratamiento de gel. Los volúmenes de gel dependen directamente de la penetración a la formación definida, en general se sigue el siguiente criterio para el caso de gas:

- 8-15 pies de penetración a bloqueo permanente de una zona de producción de gas, debido a la mayor movilidad del gas respecto del agua y el crudo.
- Las tasas de inyección variaron durante el procesos en casi todas las aplicaciones entre 0.6-1.5BPM.

Para los casos de bloqueo de gas se recomienda, un forzamiento de cemento posterior a la inyección de gel. Por supuesto, la penetración del cemento es extremadamente corta (sólo para llenar los pequeños orificios que pudiesen estar presentes), y la idea es construir una película delgada que proteja el tratamiento de gel.

Generalmente, los tratamientos de gel en el Norte de Monagas incluyen bombeo por etapas del gel. Esto permite aprovechar las heterogeneidades presentes y hacer uso de los tiempos de gelificación, para obtener una divergencia natural y así se logra mayor penetración en la formación, y se evita la segregación gravitacional.

Las presiones de inyectividad suelen ser siempre muy próximas a la presión de fractura al cabo de un tiempo de inyección. En unos pocos casos, el tratamiento de la presión ha superado la presión de fractura estimado, pero no se ha observado ningún indicativo de fractura de la formación. Es posible, que se creen fracturas micro (en el orden de décimas de pulgada), y no se observan los típicos indicativos de fractura en la formación (caída de presión de inyección, etc.).¹¹

4. El pozo permanecerá cerrado hasta que se alcance el tiempo gelificante final, permitiendo completar la reacción de entrecruzamiento completo entre el polímero y el entrecruzador.

5. Se realiza una corrida de CT para la limpieza de excesos de gel y una prueba de integridad del sello en el área tratada. En primer lugar, una prueba de inyectividad se realiza con 1.000 – 1.500 psi de presión diferencial. Esta presión debe mantenerse durante una hora para garantizar que la barrera no conecte con la formación.

La elasticidad del sistema de gel es una de las propiedades más importantes, ya que permite tener alta tensión, y en consecuencia soportar altas presiones diferenciales.

6. Una vez que se ha realizado la prueba de integridad, se procede con la limpieza del tapón de arena mediante CT.

7. Se realiza un registro de producción (PLT) posterior para evaluar la efectividad del tratamientos.

8. Las acciones de recañoneo o adicción de intervalos se realizaron para complementar el mejoramiento del perfil de producción.

Resultados

En las Fig. 2, 3, 4 y 5 se muestran los resultados obtenidos posteriormente a cada uno de los tratamientos de bloqueo de gas en los pozos, mediante un registro de producción donde se evidencia el efecto del sello del sistema gelificante.

Para el pozo A se obtuvo una generación de 3.642 BND y se logró disminuir la producción de gas en 14,9 MMPCN; impacto importante en el manejo de gas en superficie. Actualmente, aunque su RGP ha incrementado aun se mantiene en el orden de 6.535 MPCN/BND con una tasa de 1.689 BND.

Para el pozo B se obtuvo luego del tratamiento una generación de 444 BND y se logró disminuir la producción de gas en 14,8 MMPCN. Actualmente, este pozo presenta nuevamente canalización de gas inclusive superior al momento de su intervención con gel y una tasa de apenas 276BND. Dada la severa canalización del gas y el corto periodo de duración del tratamiento se infiere que el volumen inyectado pudo haber sido inferior al requerido y que la problemática presentada para bombear el refuerzo de cemento completo pudo también incidir en la corta durabilidad del tratamiento.

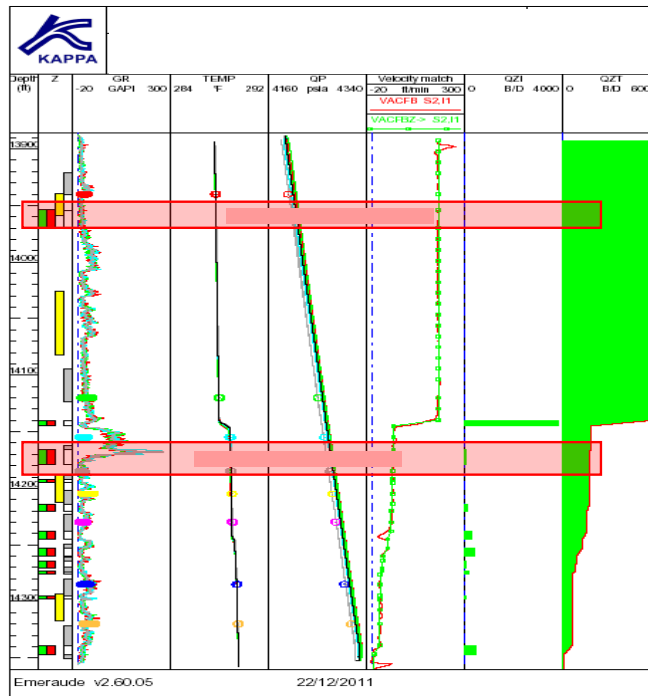


Figura 2. Resultados del PLT posterior a bloqueo en dos zonas con gel en Pozo A

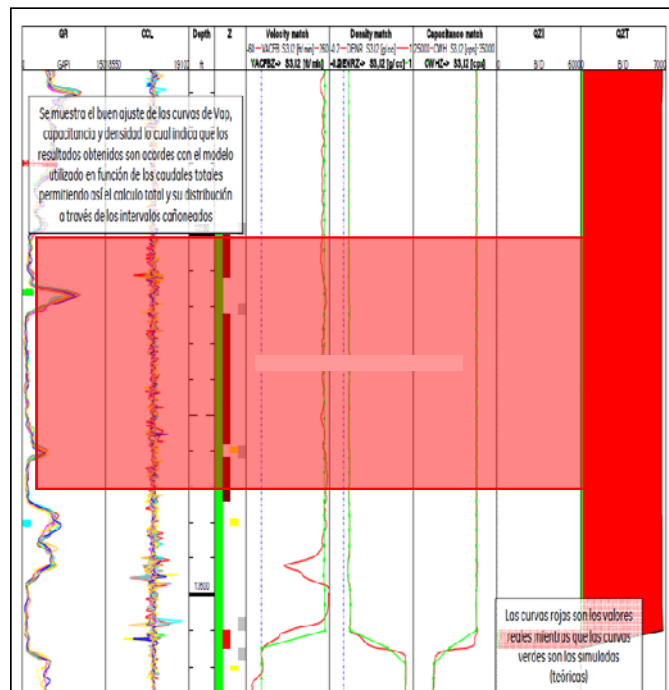


Figura 3. Resultados del PLT posterior a bloqueo en las zonas con gel en Pozo B

Para el pozo C se obtuvo una generación de 1.142 BND y se logró disminuir la producción de gas en 1.499.000 MPCN; impacto importante en el manejo de gas en superficie. Actualmente, su RGP se mantiene en el orden de 1020 PCN/BN con una tasa de 1.331 BND; siendo este un pozo que aun cuando se le adicionaron intervalos en zonas cercanas a la de gas el tratamiento ha mantenido su efectividad y se evidencia el beneficio de un mejoramiento de perfil de manera integral en el pozo.

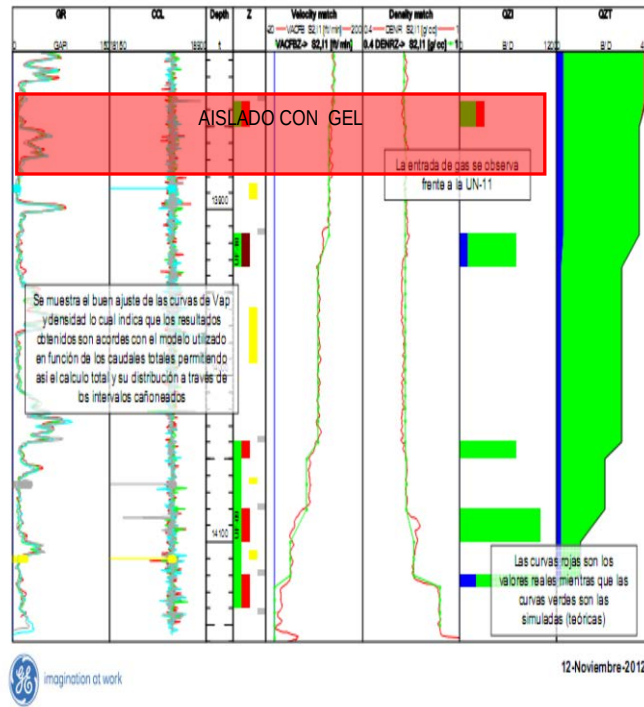


Figura 4. Resultados del PLT posterior a bloqueo en una zona con gel en Pozo C

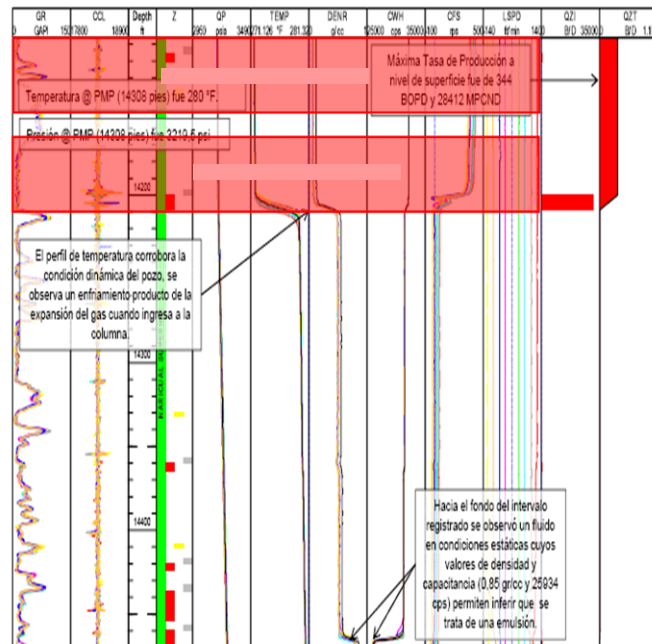


Figura 5. Resultados del PLT posterior a bloqueo en dos zonas con gel en Pozo D

Para el pozo D es el mas reciente (de este mismo año); inicialmente solo con el bloqueo de gas se logro mitigar la canalización de gas pero el aporte de crudo era muy bajo; se obtuvo una generación de 390 BND y se logro disminuir la producción de gas a 96 MPCN; impacto importante en el manejo de gas en superficie. El aporte del pozo luego del tratamiento fue muy bajo en petróleo por lo que se siguió la estrategia de trabajo integral de un mejoramiento planteada que incluyó recañoneo, y adicción de arenas y se obtuvo así un aporte global para el pozo de 2.158 BND y un RGP de 13.316 PCN/BN según su ultima prueba; aunque el RGP incremento se encuentra por debajo en un 40% del valor previo al tratamiento. Es importante mencionar que parte de la adición se realizó en la parte basal de una de las arenas bloqueadas al gas, esto en aras de drenar el crudo remanente en dicha zona.

La tecnología de geles desarrollada por PDVSA-Intevep ha sido probada en diferentes pozos tanto para control de gas como agua; el éxito y la durabilidad del tratamiento es consecuencia de la estrategia y procedimiento seguido durante y posterior de la intervenciones en el pozo; esta tecnología representa una oportunidad para mitigar este tipo de problemáticas si las aplicaciones se llevan a cabo de manera adecuada tomando en cuenta todos los factores que afectan la aplicación.

Conclusiones

Las principales conclusiones de este trabajo se pueden resumir en:

1. El éxito de la aplicación de la tecnología de gel es el resultado de tres etapas importantes: diagnostico, diseño del tratamiento e implementación en campo.
2. La tecnología del sistema gelificante desarrollado por PDVSA Intevep permite mitigar problemáticas de gas bajo las condiciones de nuestros yacimientos.
3. El mejoramiento de los perfiles de producción se logra mediante una propuesta que considere el comportamiento global en un área del yacimiento.

Nomenclatura

BND	= Barril neto por día
MPCN	= Miles de pies cúbicos normales
PCN/BN	= Pies cúbicos normales/barril neto día
psi	= Libras/pulgadas al cuadrado
K	= Permeabilidad Absoluta
CT	= Tubería Enhebrada “Coiled Tubing”
TC	= Tubería de Completación
GR	= Registro Gamma-Ray
PLT	= Registro de Producción
MMSCFPD	= Millones de Pies Cúbicos Estándar por Día
RGP	= Relación Gas Petróleo
PI	= Índice de Productividad
RRF	= Factor de Resistencia Residual
Q	= Tasa de flujo

Factores de Conversión Métrica

bbl x 1.589873	E-01 = m ³
BOPD x 1.589873	E-01 = m ³ /día
pies x 3.048*	E-01 = m
md x 9.869233	E-04 = μm ²
(°F – 32)/1.8	= °C

* Factores de Conversión exactos

Agradecimientos

Los autores quieren agradecer a PDVSA y SSO Compañía de Servicios por su apoyo y consentimiento para publicar estos resultados. El trabajo en equipo de todos los involucrados fue la clave de los éxitos obtenidos. Los autores queremos agradecer a los profesionales que estuvieron involucrados y sin cuyo aporte estas aplicaciones no hubiesen sido posibles; Romel Pérez, Issa Ferreira y Edwin González.

Referencias Bibliograficas.

1. Llamedo, M., Mejías, F., Gonzalez, E., Espinoza, J., Valero, E., Calis, N. and Maestre, M.: “Successful Gas Shutoff with Gel, Evaluation and Implementation, North East Venezuela” paper SPE 96696, presented at the Offshore Europe 2005, Aberdeen, Scotland, U.K., September 6-9, 2005.
2. Rodríguez, H., Molina, O., Salazar, A., Rondon, A.K., Mendez, M., Fayard, A., Gama, C., Smitheman, C., Mármol, A. and Cervantes, E.: “Customized Reperforating with New Technologies for Optimal Field Drainage and Productivity Enhancement: East Venezuela Applications” paper SPE 103070, presented at the 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, U.S.A., September 24-27, 2006.

3. Perdomo, L., Rodríguez, H., Llamedo, M., Oliveros, L., González, E., Molina, O., Giovengo, G.: "Successful Experiences for Water and Gas Shutoff Treatments in North Monagas, Venezuela." paper SPE 106564, presented at the Latin American Petroleum Conference, 2007, Buenos Aires, Argentina, April, 15-18, 2007.
4. Porras, J.C. and Campos, O.: "Rock Typing: A Key Approach for Petrophysical Characterization and Definition of Flow Units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin" paper SPE 69458, presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, March 25-28, 2001.
5. Rodríguez, E., Garcia, F., Lopez, L. and Bozo, D.: "8500 PSI Gas Injection Project" paper SPE 35603, presented at the SPE Gas Technology Symposium Calgary, Alberta, Canada, April 28 - May 01, 1996.
6. Hernández, M.I., Fernández, I., Rauseo, O., Mejias, F., Valero, E., Paz, F.: "Gel System Design, Formulation, Evaluation for Water Control in Venezuela Wells", presented at the 4th International Conference on Reservoir Conformance, Profile Control, Water and Gas Shutoff held in Houston, Texas, 10-12 August, 1998.
7. Mejías, F., Prado, M., Reyna, M., Fernandez, I., Mendez, F. and Llamedo, M.: "Conference of Multigel System for Water and Gas Shutoff", PDVSA Intevep, Venezuela, July, 2004.
8. Der Sarkissian, J., Prado, M., Rauseo, O., "Lessons Learned from Four Selective Water Shutoff Treatments in Mature Reservoirs in Maracaibo Lake", paper SPE 96528, held in Aberdeen, 6-9 September 2005.
9. Kakadjian, S., Rauseo, O. and Mejias, F., "Dynamic Rheology as a Method for Quantify Gel Strength of Water Systems", SPE 50751, held in Houston, February 16-19, 1999.
10. Bond, A.J., Blount, C.G., Davies, S.N., Keese, R.F., Lai, Q.J. and Loveland, K.R.: "Novel Approaches to Profile Modification in Horizontal Slotted Liners at Prudhoe Bay, Alaska" paper SPE 38832, presented at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, October 5-8, 1997.
11. Di Lullo, G. and Rae, P.: "New Insights into Water Control – A Review of the State of the Art" paper SPE 77963, presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Melbourne, Australia, October 8-10, 2002.
12. Di Lullo, G., Rae, P. and Curtis, J.: "New Insights into Water Control – A Review of the State of the Art – Part II" paper SPE 79012, presented at the SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference held in Calgary, Alberta, Canada, November 4-7, 2002.
13. Lai, Q.J., Bond, A.J., Cahalene, T.W., Carpenter, R.W., Newhouse, D.P., Singh, J.W. and Styler, J.W.: "Gel-Cement Combination Squeezes for Gas Shutoff", Paper SPE 54596, held in SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, May 26-27, 1999.
14. Mejias, F., Isacci, J., Faieta, R., Salazar, A., Aristimuno, A., Poleo, E., Espinoza, J., Velasquez, A., Marin, A., Gil, J., Prado, M.: "Modification of Gas Injection Profile with the Multigel Gel System. Pilot Test in a Producer Well, North Monagas" Technical Report, PDVSA-Intevep, August, 2002.
15. Botermans, C.W., Dalrymple, E. D., Dahl, J., and Smith D., "Chemical Systems for Water and Gas Control: Terminology, Evaluation Methods, candidate Selection, and Expectations", paper SPE 65415, held in Houston, February 13-16, 2001.
16. Romero-Zerón, L., Manalo, F., "Characterization of Crosslinked Gel Kinetics and Gel Strength Using NMR", paper SPE 86548, held in Lafayette, Louisiana, February 18-20, 2004.
17. Kabir, A.H., "Chemical Water & Gas Shutoff Technology –An Overview", paper SPE 72119, held in Kuala Lumpur, October 8-9, 2001.
18. Arangath, R. and Mkpasi, E.E.: "Water shut-off treatments in open hole horizontal wells completed with slotted liners" paper SPE 74806, presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition held in Houston, Texas, U.S.A., April 9-10, 2002.
19. Chang K.S.: "Water Control Diagnostic Plots" paper SPE 30775, presented at the SPE Annual Technical Conference & Exhibition held in Dallas, U.S.A., October 22-25, 1995.
20. Briones, M., Zambrano, J. and Zerpa, C.: "Study of Gas-Condensate Well Productivity in Santa Barbara Field, Venezuela, by Well Test Analysis" paper SPE 77538, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., September 29 – October 02, 2002.
21. Maan, N., Rosales, E. and Medina, H.: "Development and Exploitation Strategies in a High Pressure-Temperature Reservoir with a Complex Hydrocarbon Fluid Column" paper SPE 30759, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, U.S.A., October 22-25, 1995.

María A. Llamedo, Ingeniero Químico con Esp. en Procesos Químicos de la Universidad Central de Venezuela; profesional con 25 años de experiencia en el área de ingeniería y simulación numérica de yacimientos así como en proceso de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos(RMH), también ha trabajado en el área de mejoramiento de perfiles de producción e inyección; y realizó estudios en el are de hidratos de gas como fuente alternativa de gas; toda su experiencia ha sido en PDVSA Intevep; actualmente se desempeña como líder de proyecto Estudios de RMH Térmicos y tutor de pericia en el área de Simulación de yacimientos; con varias publicaciones nacionales e internacionales

Javier Espinoza, TSU en Procesos Quimicos egresado del Instituto Tecnológico Superior de Cumana profesional con 25 años de experiencia en procesos de refinación y Recuperación Mejorada de Hidrocarburos mediante procesos térmicos, su experiencia ha sido toda en el Instituto de Investigación y

Desarrollo (Intevep) de la Industria Petrolera de Venezuela. Se desempeña actualmente como líder de actividades de I&D como Investigador de Soporte; con varias publicaciones nacionales e internacionales.

Aníbal Ortega, Ingeniero de Petróleo egresado de la Universidad Central de Venezuela, con años e experiencia en el área de mejoramiento de perfiles de producción e inyección con soluciones mecánicas y geles así como en el área de daños a la formación en PDVA Intevep, actualmente se desempeña como Ingeniero de Soporte de I&D

José Ortiz, Ingeniero de Petróleo egresado de la universidad de Oriente, con más de 15 años de experiencia en el área de Desarrollo de Yacimiento Div. Furrial Oriente, optimización así como apoyo a proyectos de seguimiento y monitorización, reacondicionamiento y rehabilitación, su experiencia esta acumulada en PDVSA Oriente actualmente supervisor de optimización para Div Furrial

Iris Pérez, Licenciada Químico de Universidad de Carabobo, con más de 15 años de experiencia en el área de Desarrollo de Yacimiento Div. Furrial Oriente, así como apoyo a proyectos de seguimiento y monitorización, reacondicionamiento y rehabilitación, y Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, su experiencia esta acumulada en PDVSA Oriente actualmente Ingeniero de Desarrollo de Yacimientos culminando sus estudios de maestría.

Jorge Barrera, Licenciada Químico de Universidad Central de Venezuela, con más de 18 años de experiencia en el área de Desarrollo de Yacimiento Div. Furrial, Orocual, Jusepin Oriente, así como apoyo a proyectos de seguimiento y monitorización, reacondicionamiento y rehabilitación, y Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, su experiencia esta acumulada en PDVSA Oriente actualmente Geoquímico de Desarrollo de Yacimientos culminando sus estudios de maestría.

Oscar Vernaez, Ingeniero de Materiales egresado de la Universidad Simón Bolívar, con mas de 12 años de experiencia en el área de polímeros en solución, desarrollo de formulaciones, sustitución de componentes y control de agua y gas para mejoramiento de perfiles en pozos productores e inyectores, como Profesional Soporte de I&D; acaba de culminar sus estudios de doctorado posee varias publicaciones nacionales e internacionales

Arturo J. Mendoza, TSU en Procesos de Refinación egresado del Instituto Tecnológico Superior de Valencia, culminando sus estudios universitarios en Ingeniería de Procesos; profesional con 25 años de experiencia en procesos de refinación y Recuperación Mejorada de Hidrocarburos mediante procesos térmicos, su experiencia ha sido toda en el Instituto de Investigación y Desarrollo(Intevep) de la Industria Petrolera de Venezuela . Se desempeña actualmente como líder de actividades de I&D como Investigador de Soporte; con varias publicaciones nacionales e internacionales.

Marcelo Reyna, Ingeniero Mecánico egresado de la Universidad Metropolitana, con mas de 25 años de experiencia en el área de optimización de pozos, mejoramiento de perfil de pozos productores e inyectores mediante diferentes técnicas; actualmente se desempeña como líder en optimización y procesos de control de agua y gas para mejoramiento de perfiles de producción; como Profesional Principal de I&D; con varias publicaciones nacionales e internacionales

Lenin Perdomo, Ingeniero Mecánico egresado de la Universidad Francisco de Miranda, con mas de 15 años de experiencia en apoyo a proyectos y la operación de campo en el sector petrolero, se desempeña en la compañía Servicios y Suministros de Oriente como Jefe de Operaciones con CoilTubing para Mejoramiento de perfiles de producción e inyección, Limpieza de pozos, Reacondicionamiento y Rehabilitación de Pozos.

Luís Córdoba, Ingeniero de Petróleo egresado de la universidad de Oriente, con más de 10 años de experiencia en apoyo a proyectos y la operación de campo en el sector petrolero, se desempeña en la compañía Servicios y Suministros de Oriente como Jefe de Operaciones para Mejoramiento de perfiles de

producción e inyección.

Oscar Rauseo, Licenciado en Química con estudios de postgrado en la Universidad Central de Venezuela, con mas de 25 años de experiencia en el área de polímeros en solución, desarrollo de formulaciones, sustitución de componentes y control de agua y gas para mejoramiento de perfiles en pozos productores e inyectores, como Profesional Soporte de I&D; con varias publicaciones nacionales e internacionales