

Universidad Nacional
De La Patagonia San Juan Bosco
Sede Comodoro Rivadavia

Proyecto Final
Ingeniería en Petróleo



*Universidad Nacional de la Patagonia
San Juan Bosco*

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

ALUMNO: GRAGEDA GARCIA Rodrigo Francisco

PROFESORES: HIRSCHFELDT Marcelo
VANWYK Daniela

Fecha:/11/2021

El siguiente proyecto fue elaborado en función de la pasantía/internship en la Universidad De Oklahoma/The University Of Oklahoma, realizada en las fechas de 14 de Agosto del 2019 al 14 de Diciembre del 2019 en la localidad de Norman, Oklahoma, Estados Unidos De America.

El propósito del proyecto a continuación es evaluar la eficiencia y rentabilidad de los procesos de recuperación mejorada (EOR) Particularmente para el método de "Huff & Puff" aplicado a pozos piloto en zonas de Shale Oil Formation, para ello se variarán ciertos parámetros que podrán afectar ya sea de forma negativa o positiva al objetivo principal que es la máxima recuperación de petróleo en las zonas productivas del yacimiento Eagle Ford del estado de Texas.

Para poder evaluar El método de "Huff & Puff", recibí conocimientos respecto a los programas de simulación como también los parámetros básicos de las condiciones de los pozos a evaluar, que se usaron durante la duración de la pasantía. Dicho conocimiento fue otorgado por el tutor a cargo Dr. Deepak Devegowda Profesor acaro de La carrera de Ingeniería en Petróleo de la Universidad de Oklahoma.

INDICE

- 1. INTRODUCCION**
 - 1.1. EOR**
 - 1.2. HUFF & PUFF**
 - 1.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS**
- 2. MARCO GEOLOGICO**
 - 2.1. MINERALOGIA**
 - 2.2. LITOLOGIA**
 - 2.3. PERIODO GEOLOGICO**
 - 2.4. AMBIENTE DE DEPOSITACION**
 - 2.5. CARACTERISTICAS ESTRUCTURALES**
 - 2.6. ESPESORES**
 - 2.7. GARACTERISTICAS GEOQUIMICAS**
 - 2.7.1. CARBONO ORGANICO TOTAL, COT**
 - 2.7.2. MADUREZ TERMICA**
 - 2.7.3. DIAGRAMA DE VAN KREVELEN**
 - 2.8. CARACTERISTICAS PETROFISICAS**
 - 2.8.1. GRADIENTE DE PRESIÓN Y DENSIDAD DE LA FORMACION**
 - 2.8.2. POROSIDAD**
 - 2.8.3. PERMEABILIDAD**
 - 2.9. CARACTERISTICAS GEOMECHANICAS**
 - 2.9.1. MINERALOGIA**
 - 2.9.2. MODULO DE YOUNG Y RELACION DE POISSON**
 - 2.9.3. LAMINACION**
 - 2.9.4. CARACTERISTICAS DE LAS TERMINACIONES**
 - 2.9.5. CARACTERISTICAS DE LOS REGISTROS DE POZO**
 - 2.9.6. TENDENCIA DE PRODUCCION**
- 3. RESULTADOS HUFF & PUFF EN POZOS ANTERIORES**
 - 3.1. PRUEBA PILOTO A**
 - 3.2. PRUEBA PILOTO B Y C**
 - 3.3. PRUEBA PILOTO D**
 - 3.4. PRUEBA PILOTO E Y F**
 - 3.5. RESUMEN**
- 4. CONSIDERACIONES Y CONCLUSIONES**
 - 4.1. OBJETIVOS DEL PILOTO**
 - 4.2. UBICACIÓN E INFRAESTRUCTURA**
 - 4.3. PERFORACION/ESTRATEGIA DE TERMINACION**
 - 4.4. CONCLUSION**
- 5. CMG SOFTWARE DE SIMULACION**
- 6. SIMULACION HUFF & PUFF**
 - 6.1. ESTUDIO DE CASOS CARACTERISTICAS DEL GAS, TIEMPOS DE INYECCION Y SOAKING**
 - 6.1.1. CASOS 1 Y 2**
 - 6.1.2. CASOS 3,4,5 Y 6**
 - 6.1.3. CASOS 7,8 Y 9**
 - 6.1.4. CASOS 10 Y 11**
 - 6.2. ESTUDIO DE CASOS CON VARIACION DE PRESIÓN**

6.2.1. CASOS 1 Y 2

6.2.2. CASOS 3 Y 4

7. SLIM TUBE TEST & BIBLIOGRAFIA.

1. Introducción

1.1. EOR

Abreviatura de recuperación mejorada de petróleo, un método para mejorar la recuperación de petróleo que usa técnicas sofisticadas que alteran las propiedades originales del petróleo.

Clasificadas alguna vez como una tercera etapa de la recuperación de petróleo que se efectuaba después de la recuperación secundaria, las técnicas empleadas durante la recuperación mejorada de petróleo pueden realmente iniciarse en cualquier momento durante la vida productiva de un yacimiento de petróleo. Su propósito no es solamente restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento.

Los tres tipos principales de operaciones de recuperación mejorada de petróleo son la inundación química (inundación alcalina o inundación con polímeros micelares), el desplazamiento miscible (inyección de dióxido de carbono [GAS HC] o inyección de hidrocarburos) y la recuperación térmica (inyección de vapor o combustión en sitio). La aplicación óptima de cada tipo depende de la temperatura, la presión, la profundidad, la zona productiva neta, la permeabilidad, las saturaciones de petróleo residual y agua, la porosidad y las propiedades del fluido del yacimiento, tales como la gravedad API y la viscosidad. La recuperación mejorada de petróleo también se conoce como recuperación de petróleo ampliada o recuperación terciaria.

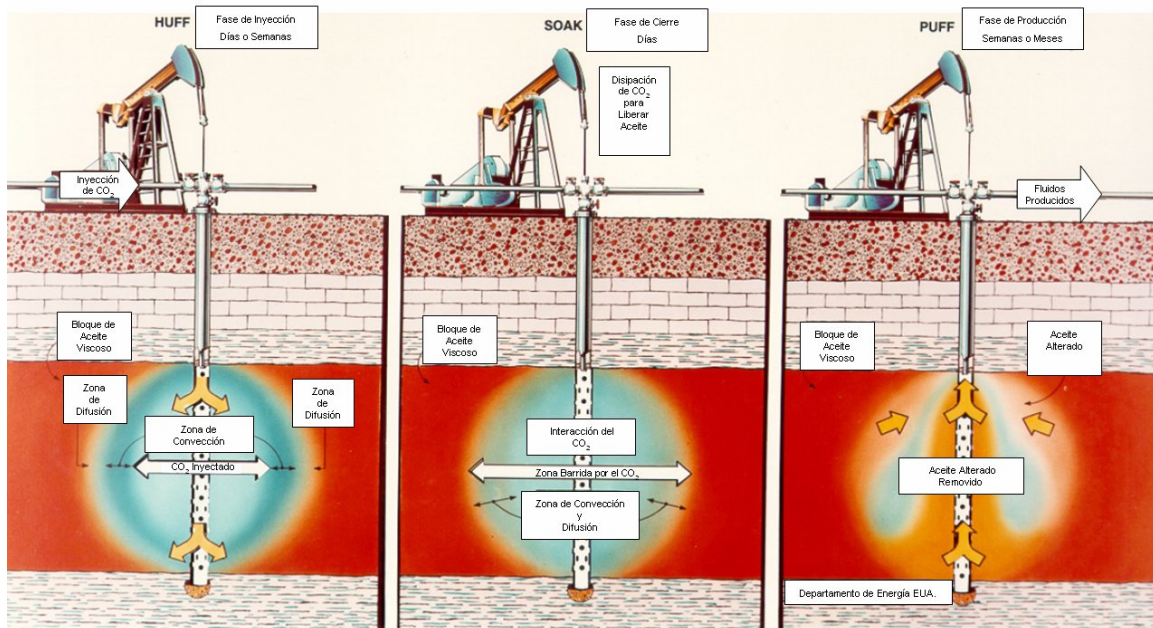
1.2. "Huff and Puff"

Otra alternativa de inyección de GAS HC es la estimulación cíclica de GAS HC o "Huff and Puff" GAS HC (Fig. 3.13). Este proceso depende más de la interacción de los fluidos dentro del yacimiento ya que implica un periodo de cierre, que del proceso de desplazamiento físico, como lo ha descrito Stern. Los mecanismos de recuperación de la estimulación cíclica mediante GAS HC son: la expansión del aceite, la reducción de la viscosidad y cambios en las permeabilidades relativas, debido al desplazamiento del agua móvil por el gas.

Fig. 3.13 Proceso "Huff and Puff".

Cuando se da la miscibilidad del GAS HC debido al incremento de la presión en el yacimiento, puede ocurrir un mecanismo que consiste en la solución del gas de conducción. El proceso "Huff and Puff" mediante GAS HC se compone por: el periodo de inyección de gas, el periodo de cierre del pozo y la etapa de producción.

Mientras se desarrolla la etapa de inyección de gas, la cual se realiza de manera inmisible y barriendo o no al aceite; es deseable que exista una saturación de agua móvil como un medio de prevenir el desplazamiento del aceite hacia el o los pozos productores.



El método utilizado para retardar la miscibilidad es inyectar GAS HC impuro (con N₂) a un gasto alto pero con una presión pequeña.

Al final de la etapa de inyección el GAS HC se dispersa a través del yacimiento, dando lugar a la transferencia de masa entre el GAS HC y el aceite; la presión del yacimiento al final del ciclo de inyección es significativamente alta en comparación con la presión al inicio, lo cual es de gran ayuda para lograr la miscibilidad, aunque por otra parte es deseable que no se presente sino hasta el final del proceso.

En el periodo de cierre la transferencia de masa entre el aceite y el GAS HC ocurre cuando la fase aceite se expande a hidrocarburos más ligeros o intermedios dentro del GAS HC; el periodo de cierre es necesario para generar la miscibilidad debido a las condiciones de inyección.

La etapa de producción se presenta debido a la disminución de la viscosidad, a la expansión del aceite, a la baja tensión interfacial y al cambio de las permeabilidades relativas; la expansión del aceite ocurre a través de todas las regiones que entran en contacto con el flujo continuo, cambiando las permeabilidades, así como reduciendo la viscosidad y la tensión interfacial para que la migración del aceite hacia los pozos productores sea más sencilla.

Estos pasos son continuamente repetidos en un número óptimo de ciclos; en el proceso WAG o en el proceso de inyección continua de GAS HC, algunas zonas no son completamente barridas debido a que no existe un contacto total entre el aceite y el GAS HC y a la canalización; estos problemas se pueden resolver mediante la inyección del GAS HC a bajas presiones y mezclado con gases menos miscibles, como el N₂, ya que la transferencia de masa se ve retardada hasta cerrar el pozo y dejar que interactúen los gases.

El método "Huff and Puff" es viable ya que ofrece una recuperación de aceite alta cuando no existe comunicación entre pozos adyacentes y cuando los métodos de inyección continua son imposibles de aplicar, por ejemplo si el yacimiento es anisotrópico.

1.3. Ventajas y Desventajas.

La clave del éxito de cualquier método de EOR es identificar todos los posibles escenarios que pudiesen presentarse desde el diseño hasta la operación; algunos parámetros de consideración en el diseño de este proceso en especial son: la profundidad de la zona de interés, el tiempo de cierre calculado para un intervalo particular, así como las propiedades geológicas, petrofísicas y de los fluidos implicados.

Por ejemplo: el método actúa favorablemente en espesores netos grandes y continuos, con saturaciones de aceite remanente altas; los mejores candidatos son los yacimientos que tienen bajas permeabilidades, con pozos que presentan bajas presiones de fondo fluyendo, ya que son los que arrojan mejores resultados; el comportamiento de este método se puede ver favorecido por el drene gravitacional ocasionalmente, sólo bajo ciertas condiciones del yacimiento. Las operaciones de "Huff and Puff" con GAS HC son en esencia realizadas en la vecindad del pozo y en algunas ocasiones, el método se podría clasificar como una técnica de estimulación, ya que logra incrementar la recuperación de aceite mediante la disminución del daño a la formación (-S).

Los proyectos exitosos han sido realizados en aceites con densidades que van desde los 11 hasta los 38 oAPI, con viscosidades de 0.5 - 3000 cp, porosidades de 11 - 32%, a profundidades de 345 - 3900 m y con espesores netos de 2 - 67 m, que presentan permeabilidades que están en el rango 10 - 2500 mD.

Aun no se han reportado correlaciones que consideren las relaciones existentes entre la recuperación de aceite y el espesor neto del yacimiento, las permeabilidades, la capacidad hidráulica y las transmiscibilidades.

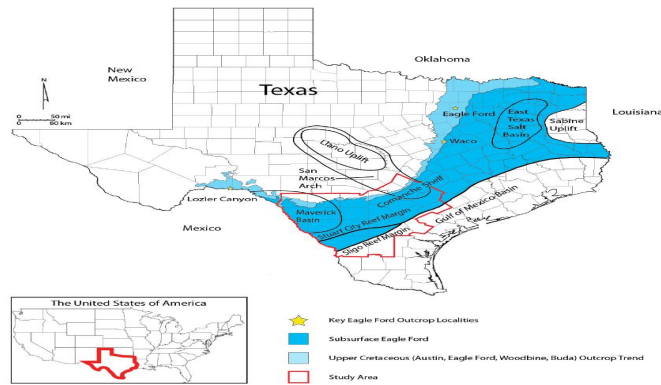
Ya en la puesta en marcha del proceso, los factores favorables operacionalmente hablando, según la literatura son: intervalos de cierre de dos a cuatro semanas en promedio, con grandes volúmenes y gastos de inyección para yacimientos profundos y con tres ciclos como máximo.

En operaciones exitosas de acuerdo a la literatura, se han utilizado cantidades de GAS HC que van desde los 0.3 Mscf/B hasta los 10 Mscf/B para aceites ligeros y de 5Mscf/B hasta 22Mscf/B para algunos yacimientos de aceite pesado; contabilizando por lo menos cuatro ciclos, se utilizan en promedio 52Mscf/B, de los cuales el 70% se produce en la superficie, ya sea que se recicle o se libere a la atmósfera; otro factor de vital importancia en la aplicación del método es la disponibilidad del GAS HC y los costos de la infraestructura necesaria para aplicar este método (líneas de transporte de GAS HC, compresores, etc.), las condiciones del yacimiento en la vecindad del pozo y el precio del aceite.

Los principales factores para determinar los ingresos debidos a este método son: la relación que guardan entre sí la estimulación debida al GAS HC y la recuperación de aceite, parámetros que están íntimamente ligados con la cantidad de GAS HC inyectado por espesor neto del yacimiento.

2. **Marco Geológico de Eagle Ford.**

La Formación Eagle Ford posee una extensión de 8 600 km² extendiéndose desde el sureste hasta el suroeste del estado de Texas (Figura 3.18). La formación pertenece a las cuencas de East Texas Salt y Maverick teniendo potencial de producción tanto de gas como de petróleo.



Ubicación de la Formación Eagle Ford (Harbor, 2011). 3.3.2.1.

2.1. Mineralogía

La Tabla 3.3 muestra los resultados de los minerales de la matriz inorgánica a partir de análisis de rayos X. Los resultados muestran que la matriz del play Eagle Ford contiene un 26% de arcillas en promedio.

Mineral	%
Illita	24
Calcita	47
Dolomita	3
Cuarzo	11
Kaolinita	1
Feldespatos	10
Pirita	4

Mineralogía de la Formación Eagle Ford (Elston, 2014).

2.2. Litología

Es una formación conformada principalmente por pelitas de origen carbonatico orgánicamente ricas, aunque también existen lutitas ricas en silicio en menor medida.

2.3. Período Geológico

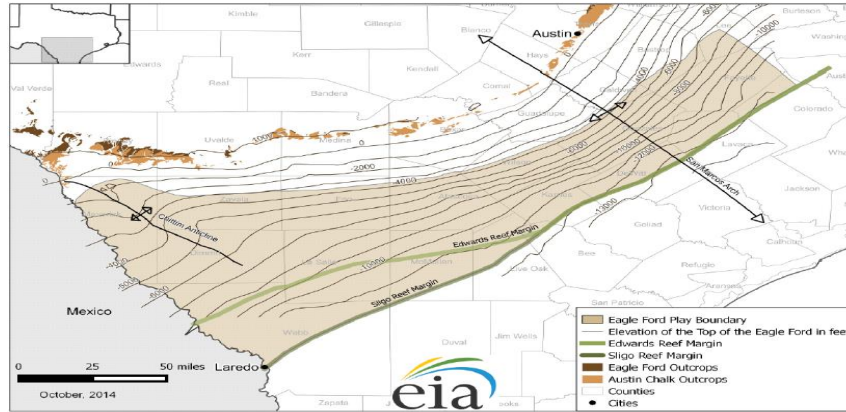
La Formación Eagle Ford posee una antigüedad de 100 millones de años y pertenece al período Cretácico Superior correspondiente a la era Terciaria.

2.4. Ambiente de Depositación

El ambiente en el cual se depositó la formación fue marino a profundidades de 100 metros y de 20 a 50 km de la costa caracterizado por una baja energía y restricción parcial de oxígeno.

2.5. Características Estructurales

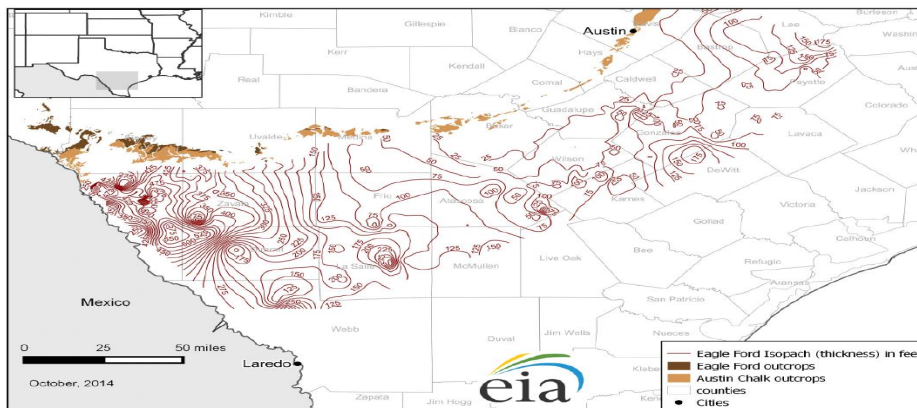
En la Figura 3.19 se presenta el mapa estructural de la formación con las profundidades medidas en pies referidas al tope de la formación. La profundidad del play se incrementa de norte a sur. En el flanco norte la profundidad en el área prospectiva es de 1200 m (4 000 ft) siendo en el flanco sur de 3900 m (13 000 ft).



Mapa estructural (profundidades en pies) de la Formación Eagle Ford (EIA, 2014b)

2.6. Espesores

El espesor de la formación varía entre los 8 m hasta los 130 m (25 ft -425 ft). En la Figura 3.20 se observa una tendencia de espesores crecientes a medida que se desplaza de este a oeste en la formación.



Mapa Isopáquico (espesores en pies) de la Formación Eagle Ford (EIA, 2014b).

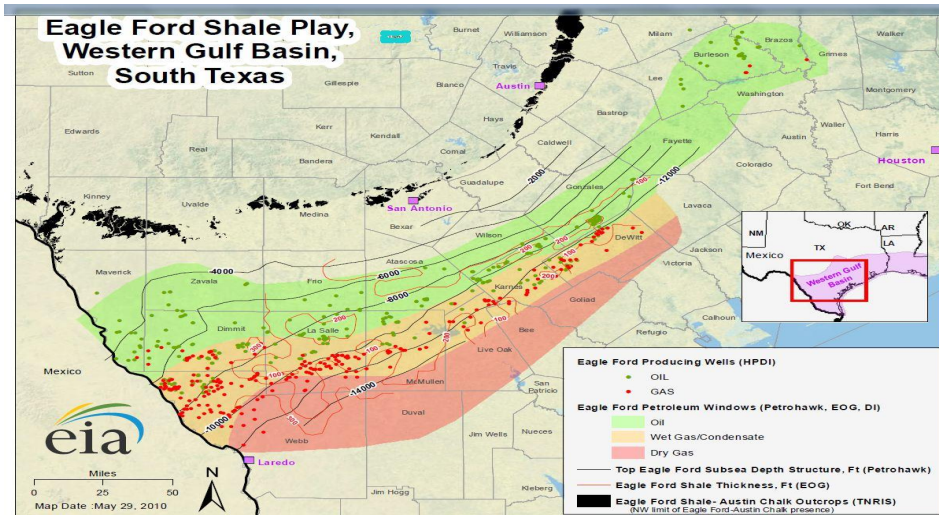
2.7. Características Geoquímicas

2.7.1. Carbono Orgánico Total

Los valores de carbono orgánico total en la Formación Eagle Ford oscilan entre el 2% al 8.5%, adoptando un valor promedio del 3% (Jarvie, 2012a).

2.7.2. Madurez Térmica

La madurez térmica del play, en términos de reflectancia de la vitrinita, varía entre 0.60% en el flanco norte de la formación hasta más del 3% en el sur de la misma. El incremento de la madurez térmica está correlacionado con la profundidad de la formación, la cual aumenta de norte a sur (Figura 3.21).



Mapa de Madurez térmica de la Formación Eagle Ford (EIA, 2014b)

2.7.3. Diagrama de Van Krevelen

Se puede apreciar en el diagrama de Van Krevelen modificado de la Figura 3.22 que el tipo de querógeno es sapropélico, es particular II correspondiente al ambiente marino en el cual se depositó la formación. También hay aportes terrígenos de querógeno III.

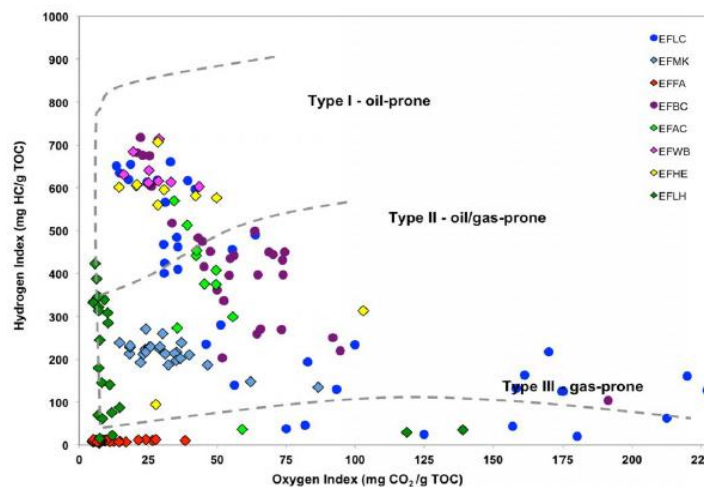


Diagrama de Van Krevelen modificado para distintas muestras del play Eagle Ford (Miceli Romero, 2014).

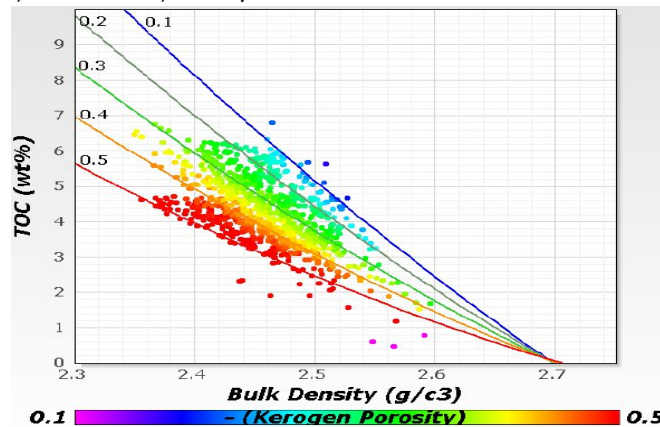
2.8. Características Petrofísicas

2.8.1. Gradiente de Presión Densidad de la formación

Los gradientes de presión en la formación oscilan entre los valores de 9 kPa/m hasta 16 kPa/m (0.40 psi/ft - 0.70 psi/ft). La presión de la formación oscila entre los 560 kg/cm² hasta los 700 kg/cm² (8000 psi - 10 000 psi) en función del gradiente y la profundidad (Amoss et al., 2011; Schlumberger, 2012).

La densidad de la formación varía entre 2.35 g/cm³ hasta 2.6 g/cm³. Se observa en la Figura 3.23 que a medida que para una dada porosidad orgánica la

densidad disminuye con valores crecientes de carbono orgánico total (Vernik et al., 2013; Workman, 2013).



Relación entre TOC, densidad de la formación y porosidad orgánica de Eagle Ford (Vernik et al., 2013).

2.8.2. Porosidad

La porosidad del play adopta valores de entre el 3% al 14%, siendo el valor promedio del 7% (Euzen, 2011; Jarvie, 2012a).

2.8.3. Permeabilidad

La permeabilidad de la matriz inorgánica varía desde los 700 nD hasta los 3 μ D, siendo el valor medio 1 μ D (Jarvie, 2012a).

2.9. Características Geomecánicas

2.9.1. Mineralogía

En el diagrama ternario de cuarzo, carbonatos y arcilla de la Figura 3.24, se observa que en la mayoría de las muestras del play el contenido de arcilla se encuentra entre el 10% y 40%.

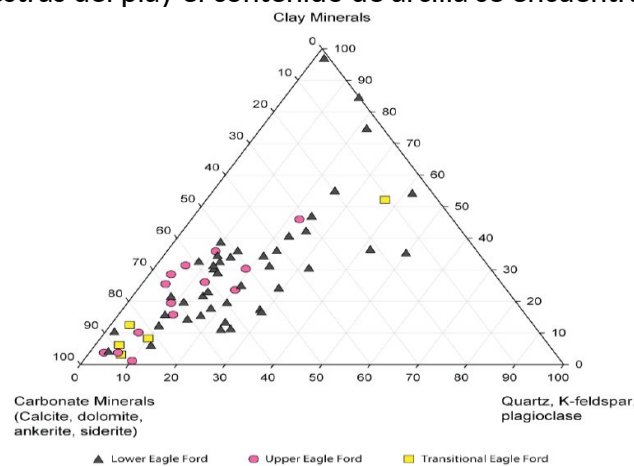


Diagrama Ternario para las distintas facies de la Formación Eagle Ford (Harbor, 2011).

2.9.2. Módulo de Young y Relación de Poisson

El módulo estático de Young en la formación varía entre 2.6 Mpsi hasta 7.3 Mpsi mientras que la relación de Poisson oscila entre 0.15 y 0.31 (Sone y Zoback, 2013).

2.9.3. Laminación

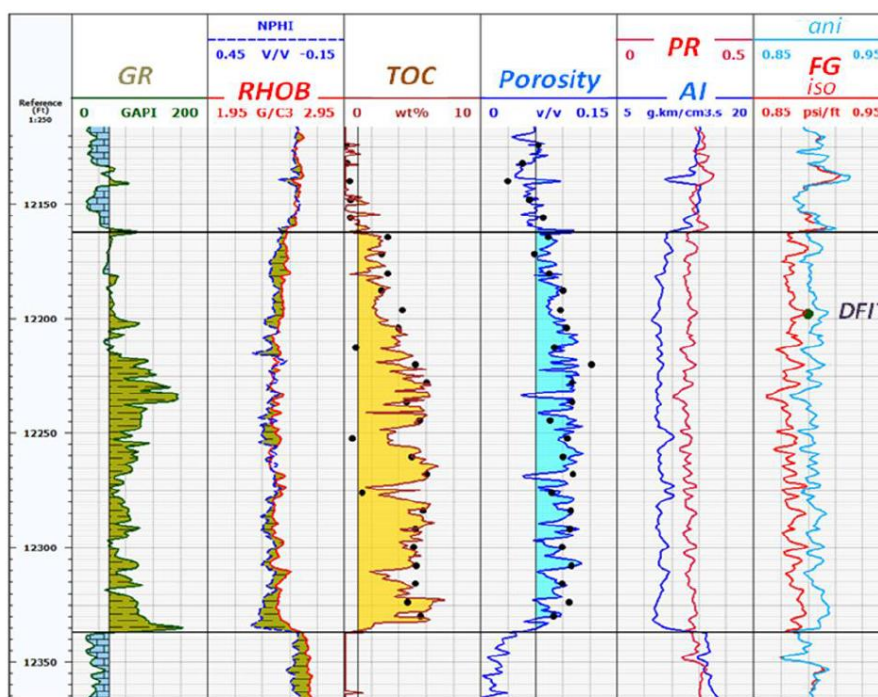
En las zonas prospectivas, el análisis a simple vista de plugs y coronas no presenta laminación evidente.

2.9.4. Características de las Terminaciones

Las terminaciones en el play de Eagle Ford se desarrollan entre los 1800 m a 4000 m de profundidad (10 000 ft -13 500 ft) siendo la longitud horizontal de los pozos de 1060 m a 1400 m (3500 ft -4500 ft). El número de etapas de fractura oscila entre 12 a 17. El caudal de agua utilizado por etapa se encuentra en torno a los 2 000 m³ (12 500 bbl) utilizando un caudal volumétrico de 5 a 16 m³/min (35 a 100 bbl/min). La presión neta de fractura oscila entre los 7000 a 11 000 psi. El agente de sostén mayormente utilizado es de tamaño 100 mesh (Chong et al., 2010). El costo total promedio de perforación y estimulación por pozo ronda los 6 MMUSD (Liddle, 2015).

2.9.5. Características de los Registros de Pozo

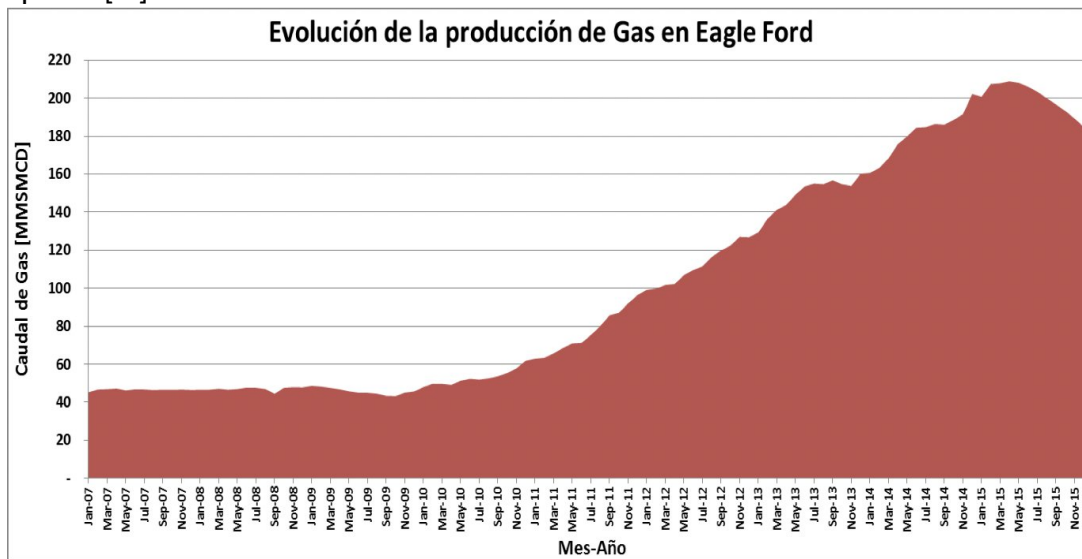
En la Figura 3.25. se presenta el perfil de un pozo en el play de Eagle Ford. El primer registro muestra los valores de GR. Se observa una correlación positiva entre los valores de GR y el TOC (registros 1 y 3, respectivamente). Por otra parte, en el segundo registro se observa el cruce neutrón densidad en zonas de contenido de gas. En los registros 4 y 6, se presentan las correlaciones de porosidad y gradiente de presión respectivamente.



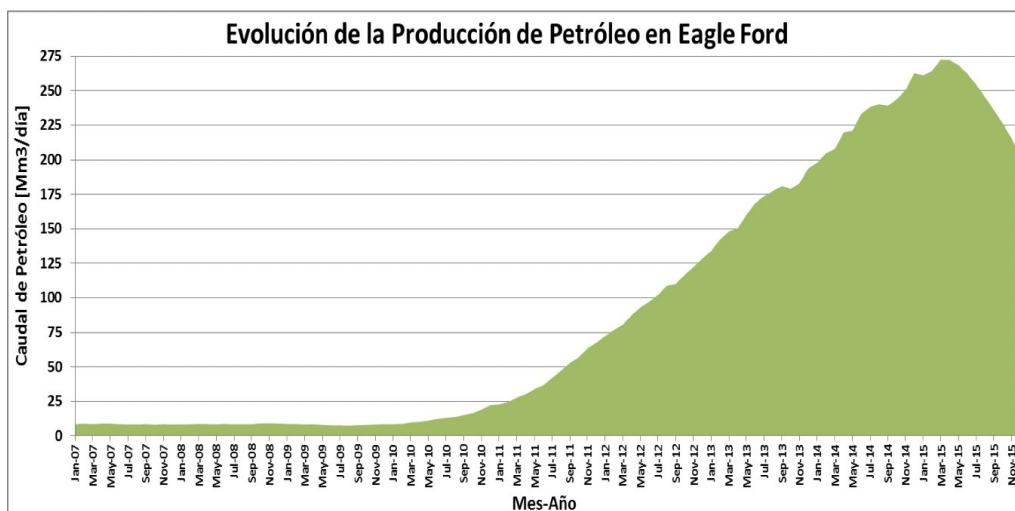
Registro de un pozo en el play de Eagle Ford (Vernik et al., 2013).

2.9.6. Tendencias de Producción

A partir del Drilling Productivity Report del EIA de Diciembre de 2015 (EIA) para el play de Eagle Ford, se elaboró la Figura 3.26 (producción de gas) y la Figura 3.27 (producción de petróleo). La producción de gas natural en el play de Eagle Ford alcanzó los 184 MMSMCD (6 528 MMSCFD) contabilizando el 16 % de la producción de shale gas en Estados Unidos mientras que la producción de petróleo alcanzó los 203 000 m³/día (1.3 MMBPD) contabilizando el 30% de la producción de petróleo de esquistos del país. En Diciembre de 2015, existían 90 equipos de perforación operativos en dicha zona. La cantidad de pozos perforados desde el inicio de su explotación en el año 2008 hasta el mes de Abril de 2015 supera la cifra de 19 000 mientras que solamente en el año 2014, se perforaron más de 5600 pozos [XI].



Evolución de la producción de gas en Eagle Ford (EIA, 2015b)

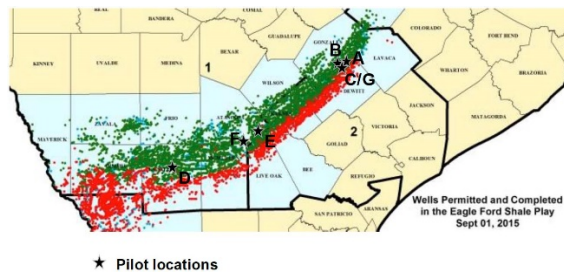


Evolución de la producción de petróleo en Eagle Ford (EIA, 2015b).

“Tras una breve descripción de la geología del lugar de estudio paso a exponer los ensayos que se realizaron en la zona con sus respectivos resultados.”

3. Resultados de Anteriores Huff-n-Puff Proyectos Pilotos en el águila Ford

Los datos han sido recopilados de 7 proyectos piloto en Eagle Ford, que han sido aplicados sobre los últimos cinco años. Los pilotos estuvieron a cargo de por al menos dos operadores diferentes y ha ocurrido en tres condados diferentes. Los puntos verdes representan pozos completados en la región productora por primaria de Eagle Ford, y los puntos rojos representan pozos en la porción productora de gas. Las estrellas negras destacan el área general donde los pilotos tuvieron lugar.



Pozos de Eagle Ford y ubicaciones aproximadas de los pilotos con inyección de gas HUFF & PUFF.

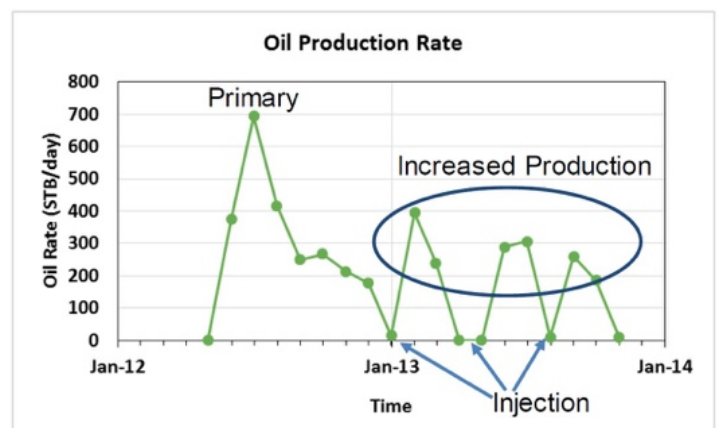
Todos los pilotos utilizaron gas de formación, pero la composición del mismo varía a través de las ubicaciones. Además, todo de las pruebas de campo utilizaron un esquema de inyección huff and puff. Cuadro 2 muestra los pilotos y cuándo empezó cada uno la mayoría de los pilotos empezaron en los últimos 3 años. También muestra el número de pozos que están siendo inyectados y también el número de pozos en el sector.

Pilot	Year	County	# wells in pilot	# wells in lease
A	2012	Gonzales	1	1+
B	2015	Gonzales	4	8
C	2015	Gonzales	6	14
D	2015	La Salle	4	4
E	2015	Atascosa	1	4
F	2015	Atascosa	1	61
G	2016	Gonzales	32	41

información General para pilotos.

3.1. Prueba piloto A

El primer piloto Constaba de un solo pozo bien aislado dónde los productores más cercanos están a una distancia mayor a 2 millas. Esto nos proporciona algún tipo de protección y seguridad de que el gas inyectado no emigraría a otros pozos. Este piloto empezado en el tardío 2012 tuvo tres ciclos distintos durante aquel año. Los índices de producción petróleo en el pozo (Figura 5), dieron una respuesta positiva al proceso. Cada ciclo aumentó el índice de producción a aproximadamente la mitad del índice productivo



inicial. Una vez que el índice productivo empezó a caer, se inicio otro ciclo de inyección. La información obtenida es alentadora, ya que el incremento en la producción no solo se vio en primer ciclo sino en los siguientes también.

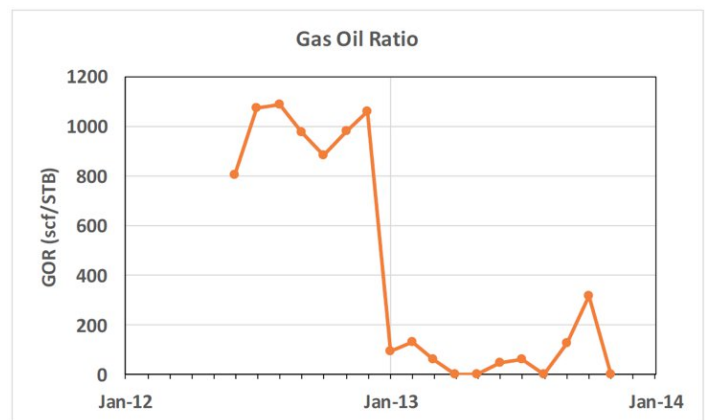
De información publica en Texas, lo único que puede ser constatado con exactitud son los índices de producción de petróleo, y como veremos mas adelante esta información también tiene sus limitaciones.

A pesar de que se este inyectando en estos pozos, los permisos otorgados por la agencia de control de inyección subterránea o por sus siglas en ingles UIC (underground injection control) no han sido publicados por la Comisión de Ferrocarrilera de Texas o Texas Railroad Commission(TRC). El TRC tampoco ha informado índices de inyección.

No esta del todo claro si esta información no a sido recopilada por el TRC o es que aun no es publica. Además, los índices de producción de gas en el piloto A son inusuales.

Figura de la derecha muestra el GOR para el Piloto A utilizando los datos informados al TRC.

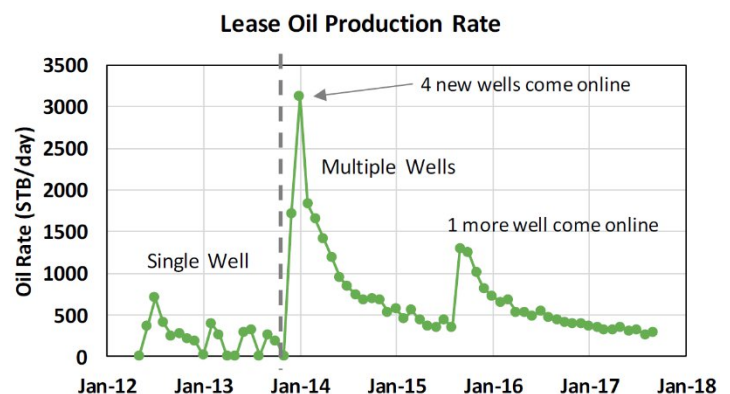
Antes de que se iniciara con la inyección empezó, el GOR variaba con un valor alrededor de 1000 scf/STB, pero una vez iniciada la inyección, el GOR decrece a un valor muy bajo, el cual no es esperado ya que la fracción de gas debería incrementarse por el simple hecho de que se esta inyectando gas al pozo y luego producido del mismo. Probablemente las operadoras lo informaron de esta manera ya que asumieron que todo el gas producido era el gas que se había inyectado, pero evidentemente algo de este gas era gas disuelto en el petróleo que se estaba produciendo.



Mientras los datos de inyección eran escasos y las limitaciones en la información de producción de gas son un problema, probablemente el asunto más importante es cómo los datos de producción se están destinando e informando. La información se reporta A nivel yacimiento y no a nivel pozo, como en la mayoría de los estados.

Empezando por el Piloto A, es claro por qué esto es un asunto a tratar.

Cuando había un solo pozo en el yacimiento, era fácil de observar cómo los índices de producción de petróleo estuvieron impactados por el proceso de huff-n-puff. Empezando en el tardío 2013, se perforaron nuevos pozos en la zona lo que provoco que el incremento otorgado por el proceso de huff n puff se viera nublado por la producción de los pozos



que componen la zona siendo explotada.

Para este primer piloto, el tiempo de inyección mas el de remojo fueron de aproximadamente 4 - 6 semanas. Durante este tiempo el pozo no producía. El gas inyectado era un gas natural que ha sido procesado a través de una planta de gas para sacar los líquidos de gas natural más pesados (NGLs). Así, el gas para inyección quedaba con una composición de 90% - 95% metano, y el otro 5%-10% está hecho de C₂₊ fracción.

Los índices de inyección de gas y las presiones son menos precisas, pero para este primer piloto, se especulan alrededor 2-3 millones scf/día y alrededor 6000 psi presión de superficie basado en el tamaño de los compresores. Con esa presión de superficie, la presión de inyección de fondo sería menor a la presión de gradiente de la fractura.

3.2. Pilotos B y C

Los próximos dos pilotos serán tratados juntos debido a las semejanzas en el desarrollo y resultados. Estos son ambos pilotos *multi-pozo*, donde alrededor de la mitad de los pozos en la zona de estudio son de inyección cíclica y el resto Están produciendo por Huff n Puff.

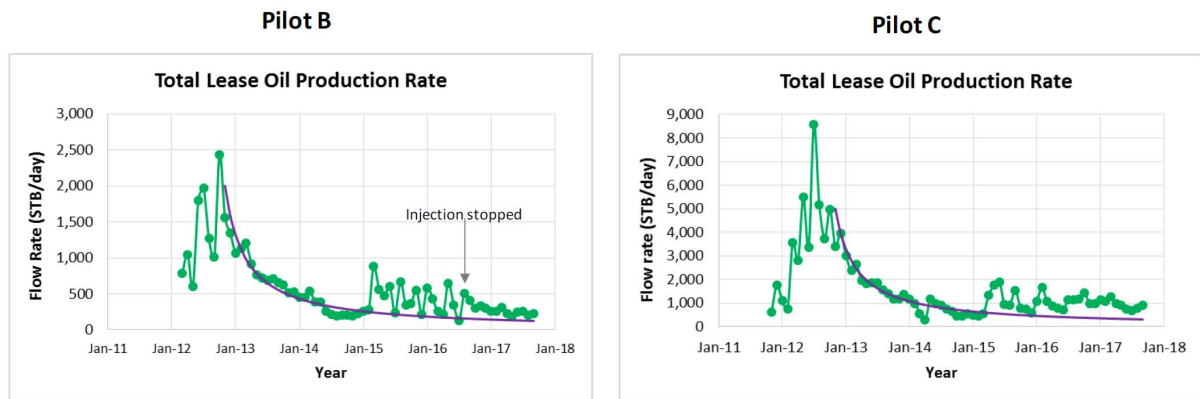
Los productores del offset, aun pueden mostrar aumentos de producción debido a los pozos con huff-n-puff.

Para el Piloto B, hay 4 pozos de inyección y 4 pozos no inyectoros. A pesar de que los patrones son desconocidos, se asume que los 4 pozos inyectoros están en el medio, y hay dos pozos "buffer" a cada lado de los pozos inyectoros para asegurar el aislamiento de los patrones del offset.

Para el piloto C, tenemos 8 pozos horizontales que van en sentido NO-SE mientras que el resto de los pozos van en sentido perpendicular a los anteriores.

Nuevamente, se desconoce el patrón de inyección, pero se asume que hay 6 pozos inyectoros en medio de los 8, y los pozos *circundantes se los utilizan para monitorear si el gas inyectado esta saliendo de la zona de estudio*. Esta información no es segura debido a limitaciones con los datos públicos disponibles, pero pueda importa qué pozos tienen inyección, siempre y cuando todos los pozos en la zona se vean impactados por la inyección.

Figura 8 muestra los índices de producción de petróleo para las dos zonas, y es bastante fácil de detectar cuándo inicio la inyección para ambos pilotos, a medida que el aumento en los índices de producción supera la tendencia de la línea base. Al igual que en el piloto A, esto indica un resultado positivo del piloto, y mayor es la satisfacción al saber que esto es solo en la mitad de los pozos en la zona.

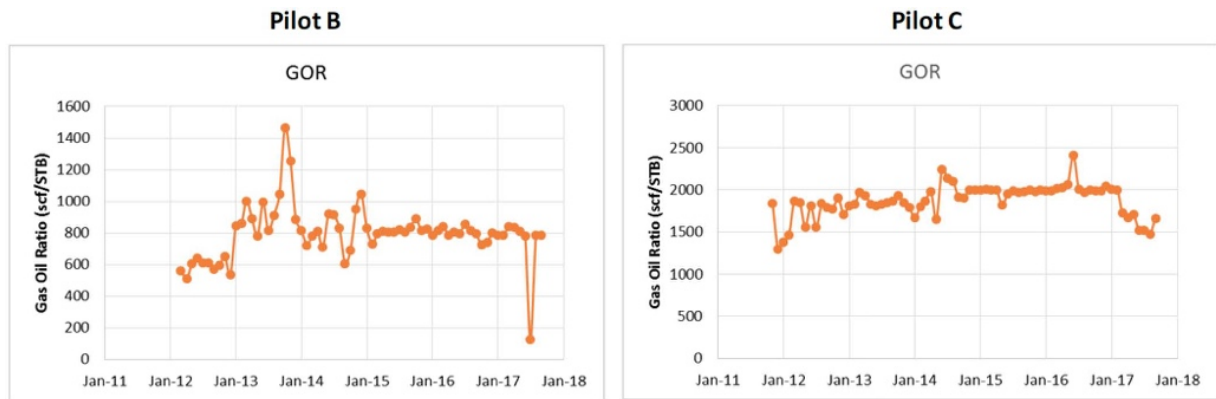


producción de petróleo de los dos pilotos en Eagle Ford.

Para algunos pilotos, el análisis de la curva de declinación suele utilizarse para pronosticar el comportamiento de los yacimientos. Desde el tiempo cuándo todos los pozos del yacimiento estaban produciendo hasta el día en que empezó la inyección, se determinó una curva de declinación hiperbólica a través de los datos de producción del yacimiento. El factor b está puesto a 1.0 para todos los casos (aka armónicos), y el índice de producción inicial está puesto en función del índice de producción cuando todos los pozos empezaron a producir. El parámetro de declinación, D_i , está modificado para emparejar la forma de los índices medidos. Estas curvas están extrapoladas hasta el día de hoy, de modo que se pueda observar la producción incremental debido al proceso de huff-n-puff.

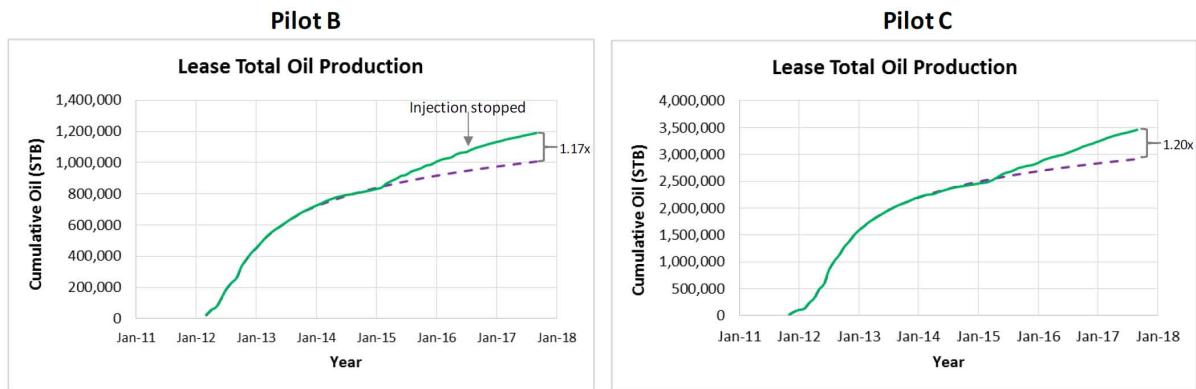
La producción media de petróleo en el yacimiento desde que se inició la inyección a principios del 2015 es de 370 STB/día para el Piloto B, y 1065 STB/día para el Piloto C. Si este proyecto no se hubiese implementado, los índices medios de producción de petróleo habrían sido 170 y 420 STB/día.

En este caso los índices de gas no tienden a cero como en el Piloto A, el comportamiento del GOR para ambos Pilotos B y C era inusual (Figura 9). Antes de que empezara la inyección, el GOR variaba de forma esperada, pero una vez que se inició la inyección en 2015, el GOR para ambos pilotos quedó básicamente constante, lo cual no es realista. *Esto es probablemente para asegurar que los impuestos por el derecho de ser dueño de los minerales, solo paguen por el gas producido y no por el gas que se inyecta y luego se produce.* Las operadoras tomaron un valor estimado del GOR que se tenía antes de iniciar la inyección, y entonces utilizaron ese valor como constante. Todo el gas que se produce y está por encima de este valor se considera como parte del gas que se inyecta, el cual no es informado al TRC.



GOR para Pilotos B y C.

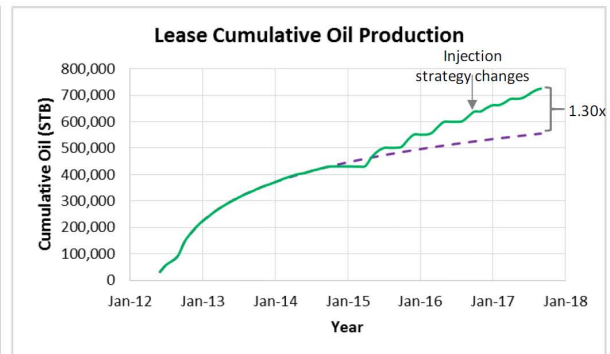
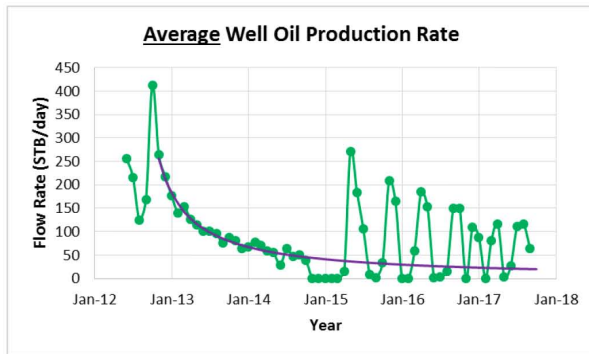
Figura 10 muestra la producción acumulada para los dos patrones. La línea morada muestra una proyección de la producción en los yacimientos si estos hubiesen continuado solo con producción primaria, y la curva verde muestra lo que el pozo realmente produjo.



petroleo Acumulado de Piloto B y C.

3.3. Piloto D

Este piloto es un poco diferente de los otros tres pilotos anteriores. Está localizado en el condado de La Salle condado 100 millas al suroeste de los otros tres pilotos. Los 4 pozos en el yacimiento están siendo inyectados a al mismo tiempo, así que es más fácil de interpretar lo qué está pasando. Figura 11 se muestran los índices de producción y la producción acumulada para este yacimiento. Nótese que el grafico de índice de producción es diferente al de los pilotos anteriores; ya que los 4 pozos son inyectores cíclicos, por lo que el índice de producción se lo obtuvo promediando El índice de los cuatro pozos. La producción acumulada es para el yacimiento entero.

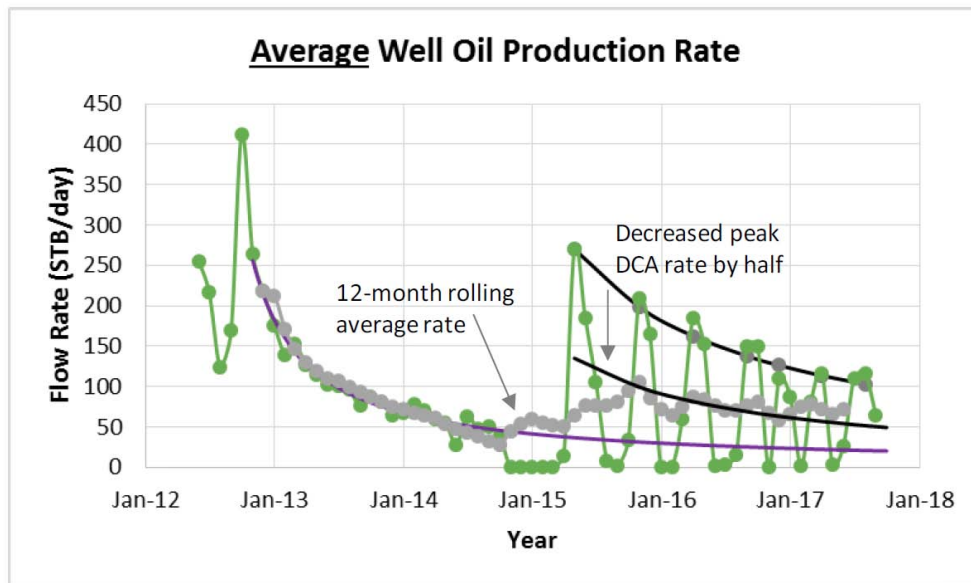


índice medio de producción de petróleo y producción acumulada del yacimiento para Piloto D.

Inicialmente, la se inyecta por 6 meses para "rellenar" el reservorio antes de ponerlo en producción nuevamente. Para este patrón, los índices de inyección fueron de 2-4 millones scf/día y una presión de inyección menor a la del gradiente de fractura. Los pozos estuvieron en producción durante aproximadamente 2-3 meses; la inyección y Soaking o remojo tuvieron periodos de 8-10 semanas. Este patrón estuvo repetido para 4 ciclos. Luego los pozos eran sometidos a tiempos de inyección y Soaking menores de 4-6 semanas y un tiempo de producción alrededor de 2 meses. La reducción en los tiempos de inyección y soaking generaron una diferencia positiva en la recuperación, la cual es particularmente notable en el gráfico de producción acumulada precisamente donde ocurre un aumento en la pendiente de la línea verde.

El Piloto D estuvo activo por 3 años y los 4 pozos han producido 300,000 STB durante aquel tiempo. Sin el proceso de inyección, se estima que el yacimiento solo hubiese producido 130,000 STB durante aquel margen de tiempo.

Debido a que la calidad de los datos en este piloto es de mayor detalle, se realizó un intento de pronosticar la producción futura para estos pozos. Debido a los ciclos de inyección y producción, se dificulta poder generar una curva de declinación que se adapte a los datos, pero un par de métodos diferentes fueron utilizados y aquello acabó por dar resultados razonables y similares uno del otro. Se adaptó una curva de declinación a través del pico de los índices de producción, pero como los pozos producen con ese solo la mitad del tiempo con ese índice de producción entonces, los valores de curva de declinación también se verán reducidos a la mitad. También se calcularon ciclos de 6 y 12 meses representados en la línea gris.

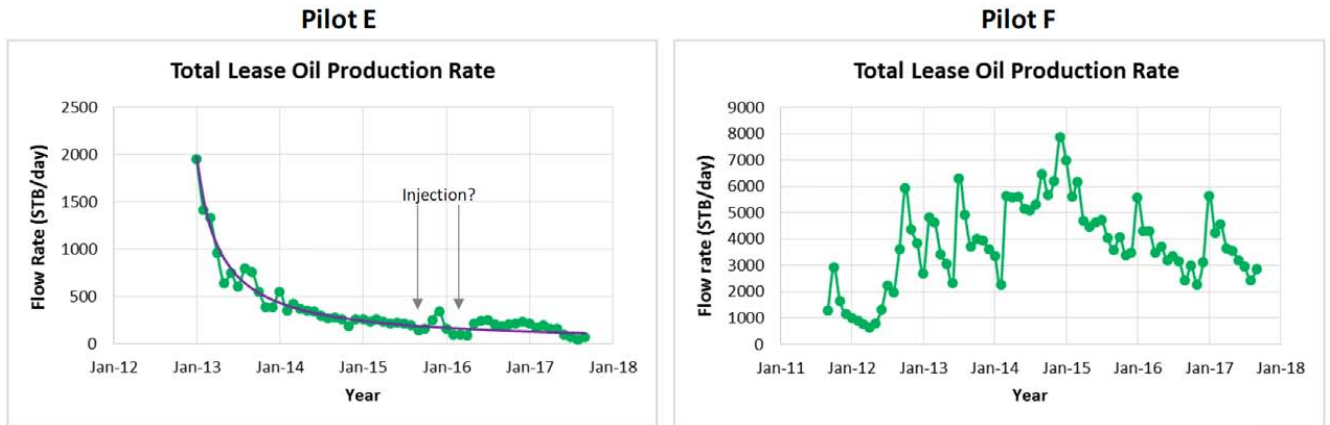


Métodos para estimar índices de producción medios durante huff-n-Puff.

3.4. Pilotos E y F

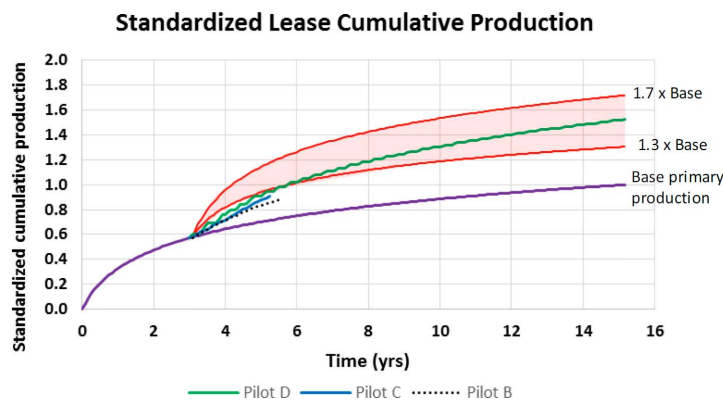
Estos 2 Pilotos fueron realizados por un operador diferente al de los Pilotos A-D, y como tal, los métodos de inyección son un poco diferentes; aun así, se utilizó el proceso de huff-n-puff. Estos pozos están localizados en el condado de Atascosa. El gas de hidrocarburo inyectado era más rico que el de los otros pilotos con alrededor 70% metano y 30% C₂₊ fracción, el cual es más cercano a la composición del gas producido. Los índices de inyección eran de 2-2.1/2 millones scf/día y estuvo planeado para 1 mes, seguido por un escaso tiempo de Soaking y finalmente alrededor 1 mes de producción. El plan inicial era para hacer 3 ciclos, pero aquello puede haber cambiado después de evaluar los resultados.

Ambos Pilotos E y F eran únicos. Hay cuatro pozos en el yacimiento en el que se trabaja al Piloto E, entonces debido a los requisitos de informar en Texas, la interpretación resulta difícil (Figura 14). Se muestran uno o quizás dos periodos de inyección entonces los índices de producción parecen para aumentar en el tardío 2015 y otra vez a mediados del 2016; aun así, desde que solo un cuarto de los pozos están inyectando es difícil poder observar el incremento en la producción. Hay 61 pozos en el yacimiento en el cual se localiza el Piloto F, por lo que no es posible poder determinar los resultados de un ciclo del pozo piloto.



3.5. Resumen

Figura 16 muestra una versión estandarizada de un grafico de produccion de petroleo acumulado en el yacimiento para los 3 pilotos. La línea morada más baja representa una producción de yacimiento estandarizada en producción primaria (ningún-caso de inyección). El área sombreada roja indica producción mejorada debido a inyección gasista de 30% a 70% sobre producción primaria, el cual está basado arriba encima informó estimaciones.



Comparación de producción medida de 3 arrendamientos con informó recuperación estimada.

4. Consideraciones para Futuros proyectos pilotos de EOR en no convencionales.

4.1. Objetivos del Piloto

El objetivo de cualquier proyecto piloto es poder aplicar en campo una hipótesis funcional; por tanto, un aspecto importante es proponer objetivos claros y considerarlos a lo largo de la planificación y ejecución del piloto. El piloto podría ser diseñado para recopilar información técnica necesitada o proporcionar conocimiento sobre el comportamiento del reservorio. Puede evaluar el contenido de gas y las relaciones entre los pozos del yacimiento, o puede proporcionar experiencia operacional y el costo necesario para poder aplicar un proyecto piloto a mayor escala como a un yacimiento completo.

Durante el diseño e implementación del piloto, algunas cosas pueden tener que ser sacrificadas para razones técnicas o económicas, pero si se mantienen los

objetivos, entonces es más fácil de determinar aquello que debe ser conservado y aquello que pueda ser descartado. Si aquellas cosas que deben ser conservadas se despojan, entonces los objetivos no se podrán cumplir, y el dinero gastado en el piloto puede haber sido malgastado. Otro asunto potencialmente peligrosos son las cosas que se añaden al piloto en un proceso de mayor alcance, pueden distraer de los objetivos y reducir la eficacia del piloto.

Los pilotos pueden ser caros, pero su valor es reflejado en poder comprender el proceso a pequeña escala y menor costo, así que el valor puede ser maximized cuándo el proceso está aplicado al campo completo.

4.2. Ubicación e Infraestructura

En reservorios convencionales, la meta principal es realizar la mejor recuperación primaria, ya que los pozos producto de la misma son los mejores candidatos para waterflooding/ EOR, y estos se aplica a reservorios no convencionales. Pero para un proyecto piloto, es probablemente de mayor provecho aplicarlo en un área de condiciones promedio del yacimiento. Ya que, Si el piloto está implementado en las áreas mejores, pueda enmascarar problemas potenciales con el proceso. Pero si el piloto está localizado en las peores áreas, puede esconder el verdadero potencial del método.

El inyectante puede ser probablemente la parte más cara de la operación, particularmente si se utiliza un método EOR. Por lo tanto, durante las etapas de planificación para el piloto, las fuentes del inyectante requeridas deben estar correctamente solucionadas para poder aplicar el proyecto a mayor escala.

La preocupación mas común con pilotos de inyección es mantener el fluido inyectado en el área piloto. Por lo tanto, se debe aislar los pozos piloto a una distancia de 2 o mas millas del offset, pero con tantos plays ya perforados, pueda ser difícil encontrar tal aislación.

Si la presión de los pozos esta comunicada entre ellos, entonces todos los pozos comunicados deberán ser Considerados en el piloto, ya que el fluido estaría siendo inyectado a todos ellos. En algunos casos, para un proceso de build up, los pozos cercanos a los inyectores deberán ser cerrados por algún tiempo.

4.3. Perforación/Estrategias de terminación

Los métodos utilizados para perforar y particularmente fracturar hidráulicamente los pozos, es uno de los aspectos mas influyentes para determinar el éxito de la estrategia de inyección. El pozo necesita estar en la zona tanto como sea posible y el diseño de la fractura hidráulica debe ser tal que se puede contactar la mayor cantidad de superficie areal posible. La permeabilidad matricial es tan baja que el

inyectante no puede empujar al petróleo a través de la matriz como en un flooding convencional, así que el fluido inyectado tiene que acceder al petróleo remanente a través de las fracturas. Por tanto, a mayor complejidad de fractura, mayores serán las posibilidades de tener éxito con el método de EOR.

4.4. Conclusiones

1. En Los pilotos de inyección de gas por el proceso de huff-n-Puff claramente han mostrado la recuperará adicional de petróleo en la ventana de petróleo pesado de Eagle Ford. Esto está confirmado con pilotos múltiples en áreas múltiples con operadores múltiples.
2. La economía durante los pilotos parece ser marginalmente exitosa; aun así, cuanto más pilotos y desarrollos de mayor campo se realicen, se deberán mejorar los análisis económicos.
3. Muchos resultados pueden ser determinados por la información publica, pero el análisis se ve limitado por la escasa información informada por la Texas Railroad comission. Por ejemplo, los índices de inyección individuales y los índices de producción que nos son informados.
4. A medida que la industria avanza con los proyectos piloto, es importante de poner objetivos claros para las pruebas de campo; de otra forma, el capital invertido probablemente puede ser malgastado por no Obtener los datos necesarios del piloto para poder mejorar el proceso.
5. Entre las Consideraciones importantes en cuánto al diseño de pilotos se debe incluir la ubicación del piloto y la proximidad con la infraestructura. Además, el diseño de la terminación tendrá un impacto significativo en el éxito de los proyectos de inyección en reservorios de petróleo no convencional de aceite. Además, un monitoreo constante y la mejora continua del proceso de inyección son esenciales.
6. Los proyectos pilotos son sólo una herramienta para poder generar proyectos de IOR exitosos. Estudios de laboratorio y estudios numéricos serán necesarios antes y durante el proyecto piloto de inyección. Este trabajo no tendría que ser pasado por alto.
7. Se aprendió mucho de los pilotos implementaos en este informe, más allá se requerirán el diseño y aplicación de mas pilotos. Porque el resultado es tan enriquecedor, que será necesario continuar para evaluar la IOR en reservorios no convencionales.

5. CMG software de simulacion

¿Porque Simular?

“La Simulación permite a las empresas maximizar la producción de sus yacimientos de petróleo y / o gas, realizando así un impacto directo a los ingresos.”

- Más económico para investigar múltiples escenarios de recuperación, proyectar la producción de petróleo y optimizar así los planes de desarrollo antes de perforar
- Reducción de los costes de producción y recuperar más hidrocarburos del mismo reservorio
- Minimizar el riesgo con una estrategia de desarrollo de un campo bien definido y optimizado

- Fácilmente recuperarse de errores y ser más agresivos y creativos con un campo de la planificación del desarrollo
- Predecir con exactitud la recuperación final de estrechos yacimientos no convencionales de petróleo y gas.

¿Por CMG?

CMG ofrece respuestas rápidas a partir de yacimientos complejos con los productos y los flujos de trabajo fáciles de usar. CMG sigue abriendo nuevos caminos para las capacidades del simulador, la construcción de modelos y el refinamiento de los procesos de recuperación avanzada.

6. Simulación de Huff & Puff.

Estas Simulaciones consisten en la inyección de dos tipos de disolventes en diferentes pilotos y observar cómo se comporta el reservorio en cada caso.

Las composiciones de los gases inyectados se detallan a continuación:

- 100% C₂H₆
- 80% de CH₄ y 20% C₂H₆

Los procesos de H&P son altamente dependientes de la miscibilidad del fluido inyectado, es decir que la eficiencia del proceso se vera altamente afectada por la miscibilidad del fluido. Es por tal razón que hidrocarburos de mayor peso molecular, como el porpano o los LPG, poseen la facilidad de ser completamente solubles en el petroleo en lamoyoria de las condiciones del reservorio.

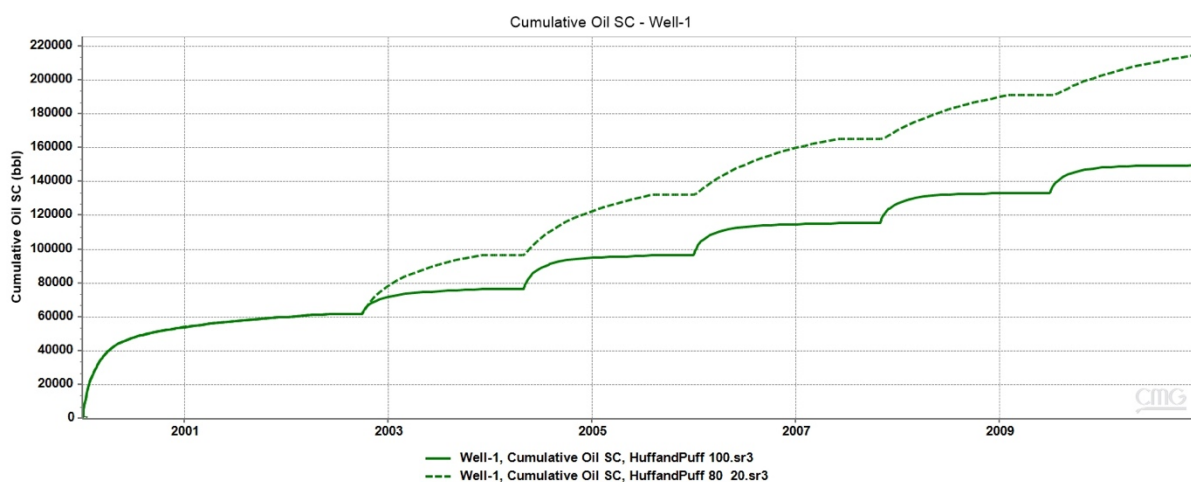
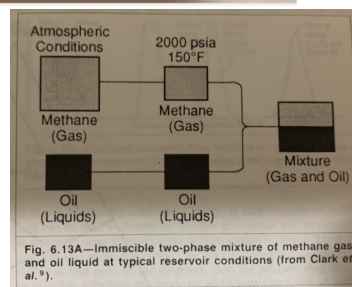
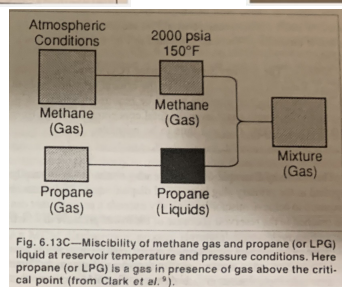
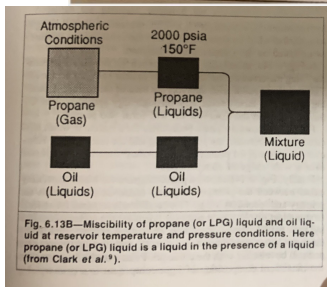
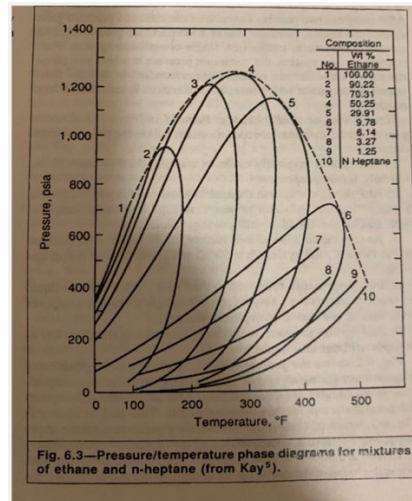
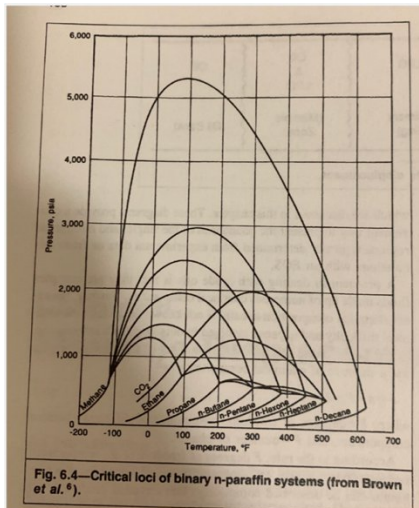
Por. Ejemplo, el etano posee mayor solubilidad a condiciones de reservorio (2000 psi y 150 F) que el metano.

En procesos de MCM (multi contact miscibility) el petroleo y el fluido inyectado no son solubles al primer contacto a condiciones de reservorio, es decir que la miscibilidad del fluido inyectado se vera afectada a medida que transcurra el Tiempo y se encuentre en contacto con el petróleo es decir que será cada vez mas miscible al petróleo.

Por ejemplo, bajo las condiciones necesarias el metano extrae ciertos componentes de hidrocarburo del petróleo a medida que el tiempo pasa y esta en contacto con el petróleo lo que lo hace cada vez mas miscible.

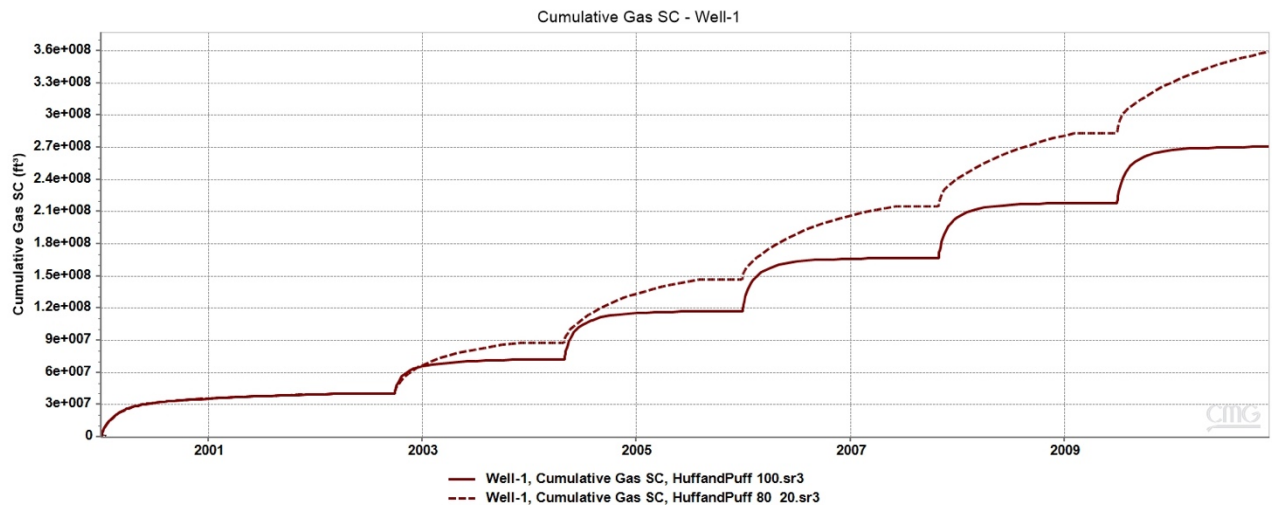
En el grafico de la izquierda se puede observar que la ubicación del punto critico de cada gas, que a cada temperatura le corresponde una presión a la cual pueden existir dos fases. Por ejemplo a un temperatura de 300 F se requiere una presión de 1250 PSI o mayor para que el etano sea completamente miscible.

El grafico de la izquierda esta representado para una mezcla de etano y heptano a diferentes concentraciones y se lo leerá de la misma forma que el anterior



En el grafico anterior de producción acumulada, se puede observar que para un gas mas pesado se observa una mayor recuperación de petróleo en los mismos intervalos de tiempo

es decir que la recuperación o. eficiencia del método se ve altamente afectado por la miscibilidad del gas que al ser mas pesado es mas miscible en el petróleo.



En el grafico anterior se puede observar que para el gas mas pesado se observa una mayor curva de gas acumulado, esto debido a que al ser mas miscible el gas pesado quiere decir que en superficie se recuperara mayor cantidad de gas que estaba disuelto en el Petróleo recuperado.

6.1. Estudio de 10 Casos

En esta sección. Estudiaremos 4 casos distintos, en los cuales se variarán distintas condiciones principalmente en las características del gas, tiempos de inyección y de soaking. A continuación, se describen los casos que se estudiarán:

Caso 1: Gas inyectado 100% etano con coeficiente de difusión

Caso 2: Gas inyectado 100% etano sin coeficiente de difusión

Caso 3: Tiempo de residencia o soaking 180 días

Caso 4: Tiempo de residencia o soaking 30 días

Caso 5: Tiempo de residencia o soaking 15 días

Caso 6: Tiempo de residencia o soaking 5 días

Caso 7: Tiempo de inyección 15 días solo en el primer ciclo

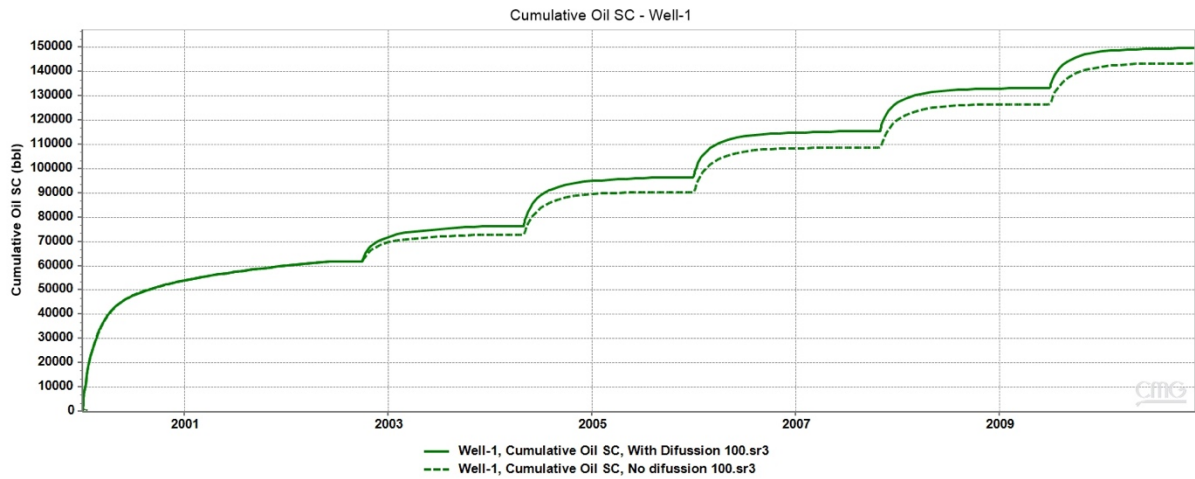
Caso 8: Tiempo de inyección 30 días solo en el primer ciclo

Caso 9: Tiempo de inyección 180 días solo en el primer ciclo

Caso 10: Gas inyectado 80% etano y 20% metano con coeficiente de difusión para ambos gases 0.0008

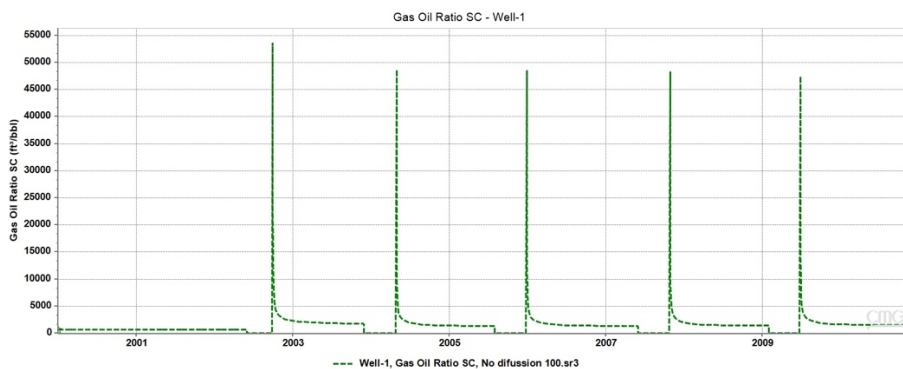
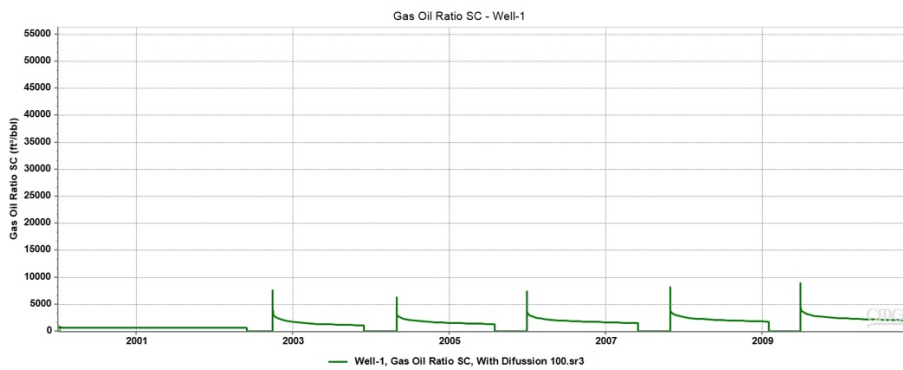
Caso 11: Gas inyectado. 80% etano y 20% metano con coeficiente de difusión para ambos gases 0.0008

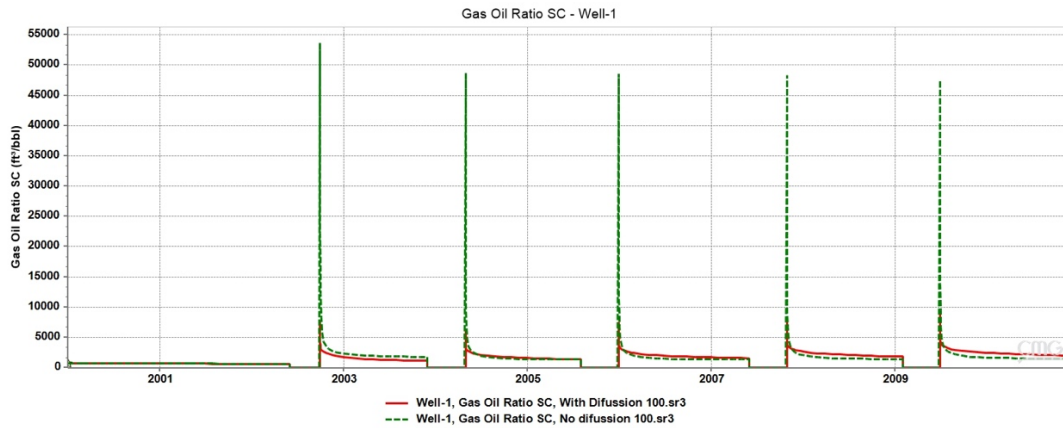
6.1.1. Caso 1 y Caso 2 Gas inyectado 100 etano con coeficiente de difusión.



En el grafico anterior de producción acumulada, se pueden observar dos curvas, una curva de línea entera que representa la producción acumulada producto de la inyección de gas con un Coeficiente de difusión de 0.0008 para el etano. La curva a trazo representa la producción acumulada debida a la inyección de etano sin coeficiente de difusión (es decir $DIFF = 0$)

Parte de la recuperación por el proceso de H&P se debe a la difusión del gas, entonces bajo las mismas condiciones, pero un gas con difusión y el otro sin difusión, se observa que el gas con coeficiente de difusión presentara mayor recuperación y por consiguiente mayor producción acumulada.

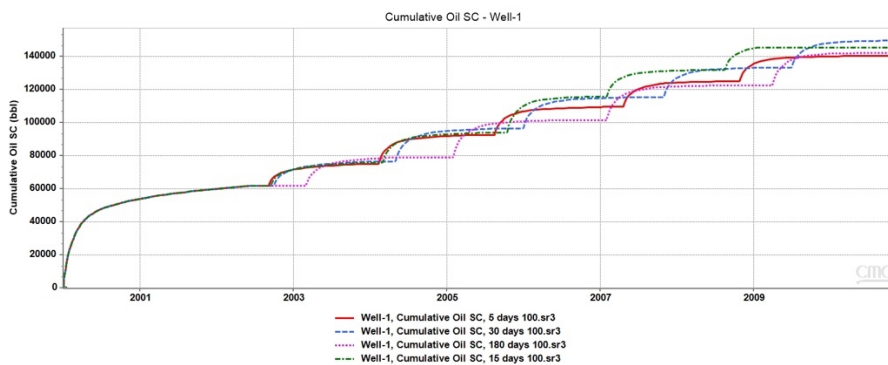




En los gráficos anteriores se puede observar el GOR del pozo, para los distintos casos a condiciones de superficie, se observa que en el caso del gas sin coeficiente de difusión el mismo posee un GoR alto, ya que en superficie se estaría produciendo muy poco petróleo y prácticamente produciendo solo el gas que se inyecta.

6.1.2. Caso 3,4,5 y 6

Variación en el tiempo de Remojo, soaking o residencia

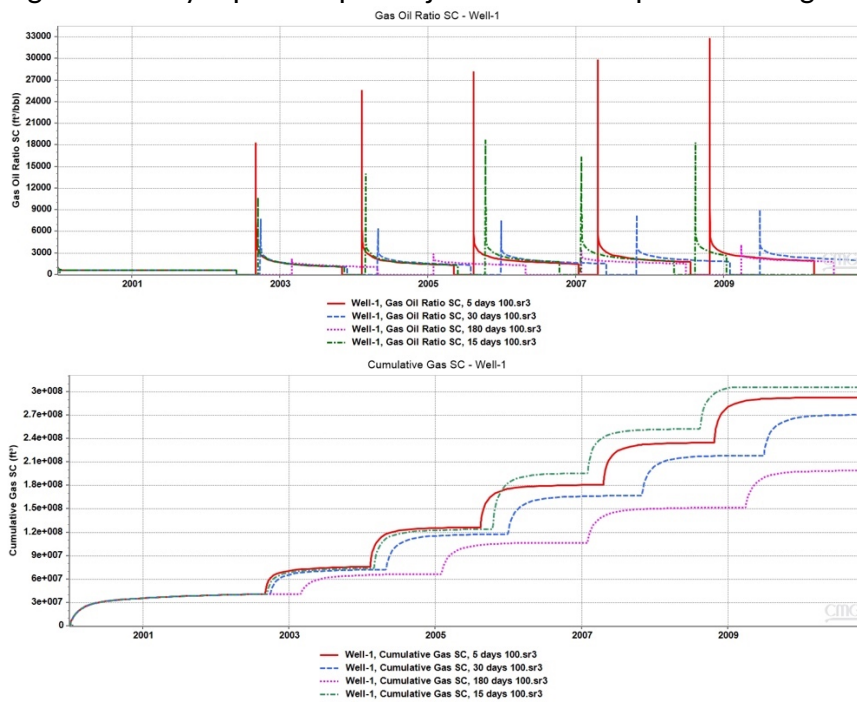


En el grafico anterior se puede observar que con un tiempo de residencia mayor no implica que tengamos mayor recuperación de petróleo, es mas con un tiempo de soaking muy alto estaríamos cerrando el pozo por mucho tiempo lo que pondría en juego factores económicos. El gas inyectado es 100% etano.

Es de esta manera que podemos determinar que con un tiempo de soaking de entre 30 y 15 días podemos obtener una buena producción dentro de lo esperado y sin comprometer factores económicos Debido al cierre prolongado del pozo.

No se requieren 180 días para que los valores de miscibilidad y difusión alcancen los valores Máximos ya que en el intervalo de 15 y 30 días alcanzan valores que optimizan la producción de petróleo. En el caso de querer un tiempo de 180 días, se debería incrementar

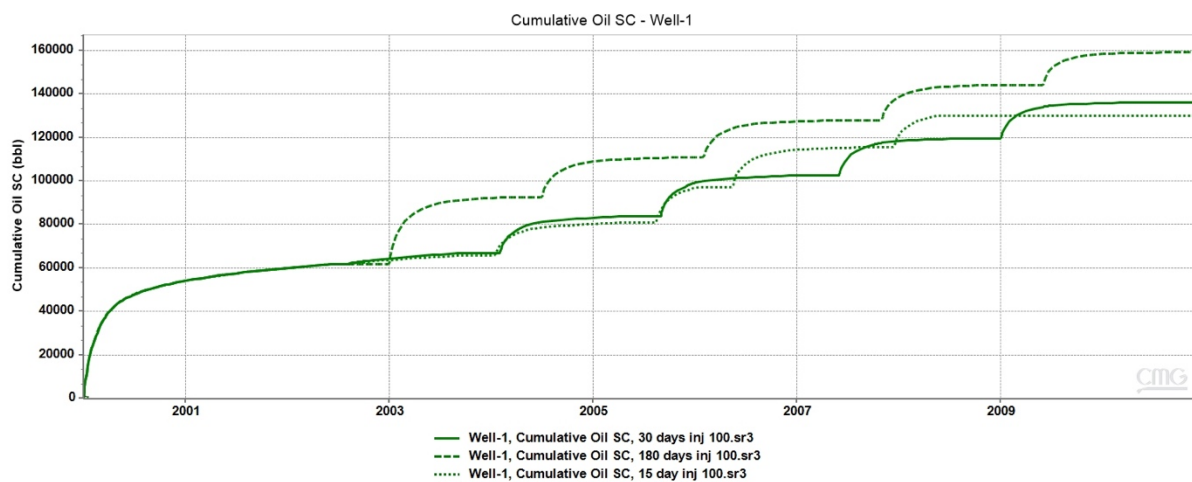
el tiempo de inyección ya que la cantidad de gas que se inyecta en un intervalo de inyección pequeño se degradaría muy rápido lo que no justifica un tiempo de soaking alto.

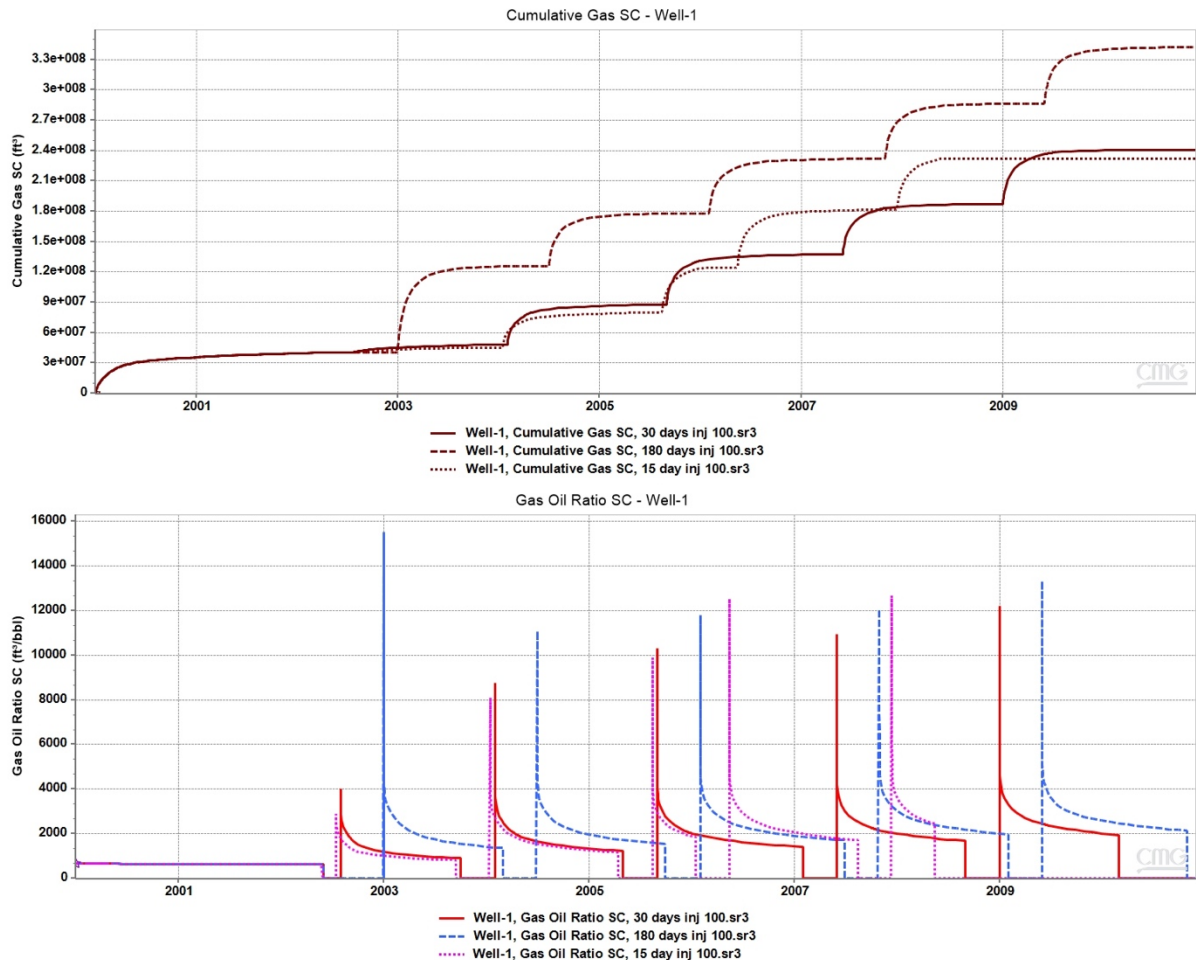


Los gráficos anteriores se pueden obtener una conclusión resumida en el GOR, es decir que con un menor tiempo de soaking, estaríamos produciendo en superficie el mismo gas que inyectamos y muy poco petróleo. Esto no quiere decir que la solución o alternativa de mayor beneficio sean los 180 días de soaking, ya que con 30 días se observan como resultados valores dentro de lo razonable.

6.1.3. Caso 7,8 y 9 tiempo de inyección variado

En estos casos el tiempo de inyección de 100% etano, solo cambiara en el primer ciclo, es decir que posterior a dicho ciclo los tiempos de inyección volverán a los valores normales de 3 meses.

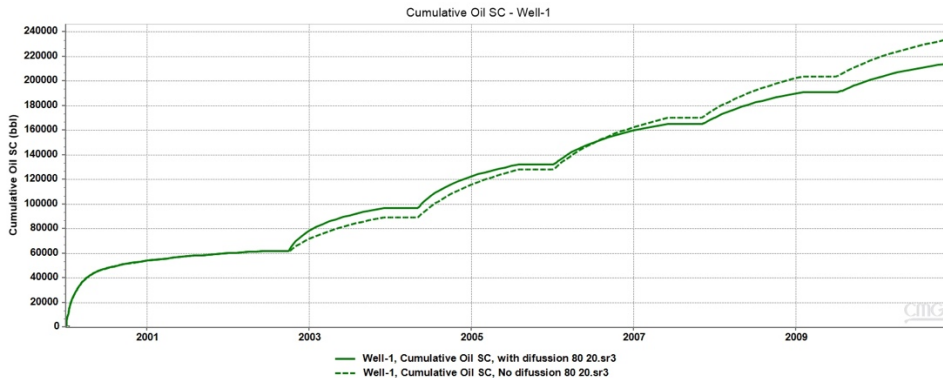




En los gráficos se puede Observar claramente que un tiempo de inyección alto, 180 días, promueve a una mayor producción ya que al tener mas gas disponible dentro del reservorio el mismo no se degradaría tan rápido al contacto con el petróleo. Por otro lado al tener un tiempo de inyección alto obtendremos un GOR alto, ya que al inyectar mucho gas tenemos a disposición mucho gas que se degrada con el petróleo pero la cantidad es tan alta que hay una fracción muy alta del gas inyectado que ni siquiera hace contacto con el petróleo dentro el reservorio y a ello sumarle un tiempo de Soaking de 30 días, que es son los valores que toma el proyecto originalmente, entonces tendríamos como resultado una fracción alta de gas que hace contacto con el petróleo y proporciona un mejor Barrido pero a la vez tenemos una fracción de gas inyectado aun mas alta que no entra en contacto con el petróleo, por consiguiente se la produciría como se al inyecta.

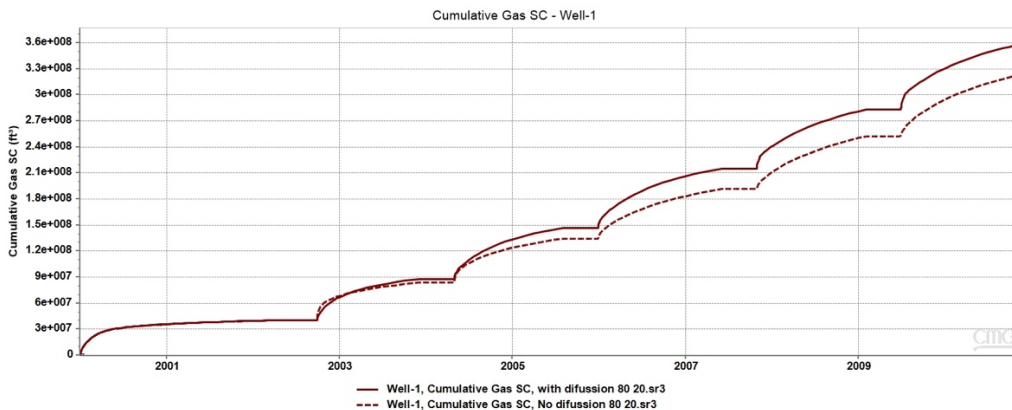
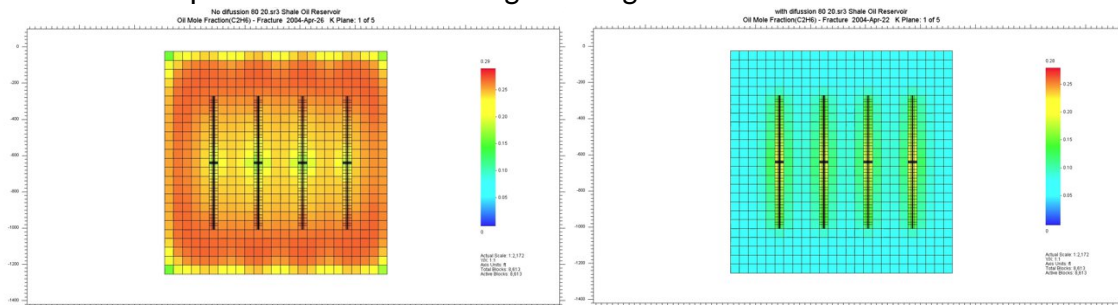
6.1.4. Caso 10 y 11

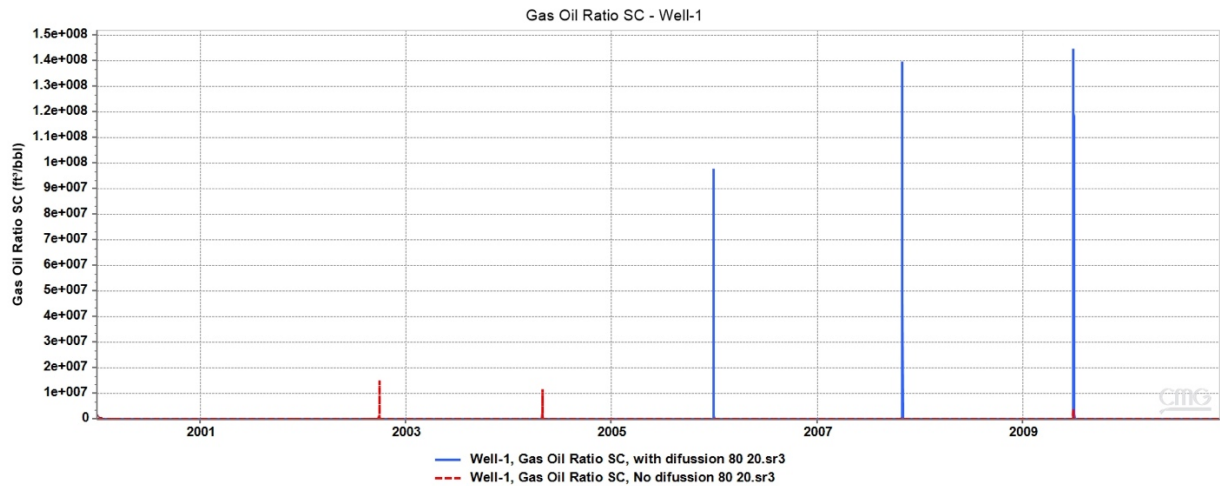
Gas inyectado. 80% etano y 20% metano con coeficiente de difusión para ambos gases 0.0008



En los gráficos se observa que en un punto la inyección del gas sin coeficiente de difusión supera la producción acumulada del gas con difusión, esto debido a que el gas que no posee difusión alcanza a saturar una mayor superficie de la la fractura lo que lo pone en contacto con una mayor. Cantidad de petróleo y tener un mayor barrido. Que el gas con coeficiente de difusión.

Ese fenómeno se puede observar en los siguientes graficos





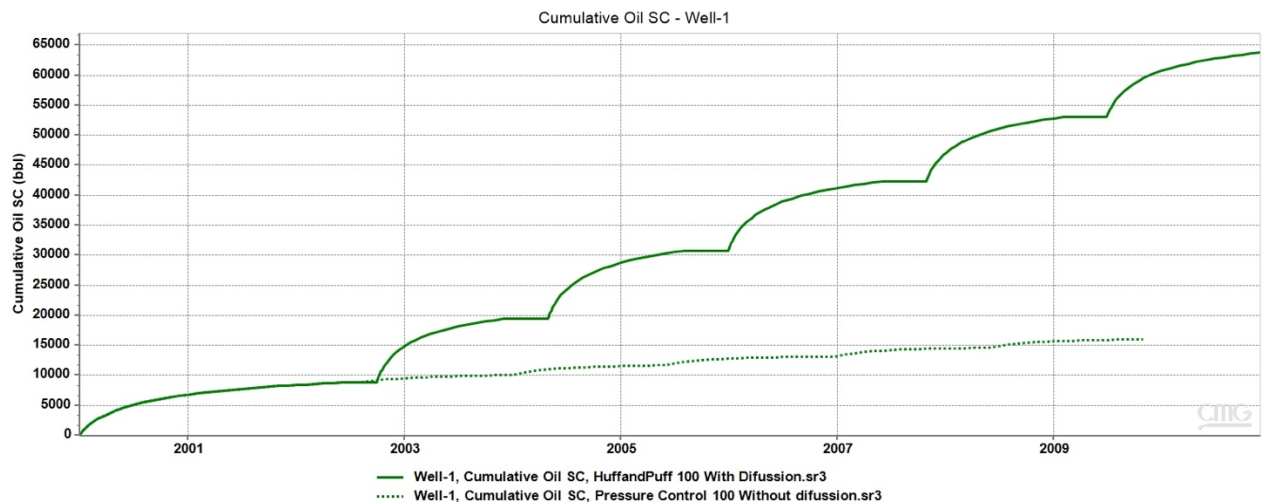
6.2. Caso de control de presión

En estos casos lo que se trata es de evitar que el gas inyectado escape de la zona de trabajo, ya que de esa manera podríamos perder fluido inyectado por fracturas que permitan la filtración del mismo hacia otras áreas.

Para ello estudiaremos 4 casos en los cuales variaremos la composición y las características del gas inyectado.

- Caso 1.** 100 % etano con difusión
- Caso 2.** 100 % etano sin difusión
- Caso 3.** 80 % metano 20 % etano con difusión
- Caso 4.** 80 % metano y 20 % etano sin difusion

6.2.1. Caso 1 y Caso2 Control de presión 100 % etano con coeficiente de difusión y sin coeficiente de difusión.

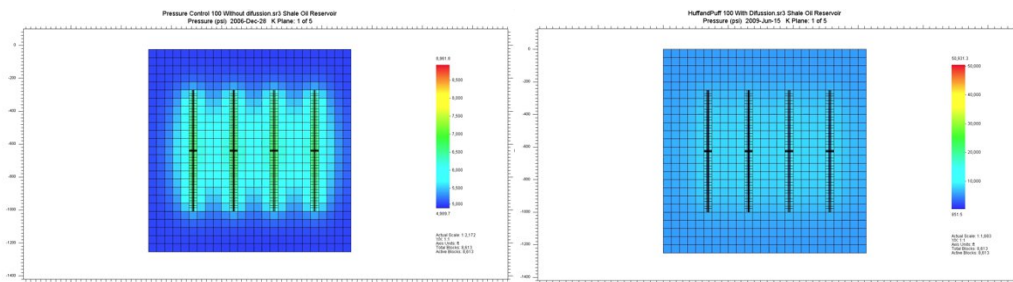


Es de esperarse que la producción acumulada del gas con difusión sea mayor que la producción acumulada del gas sin difusión.

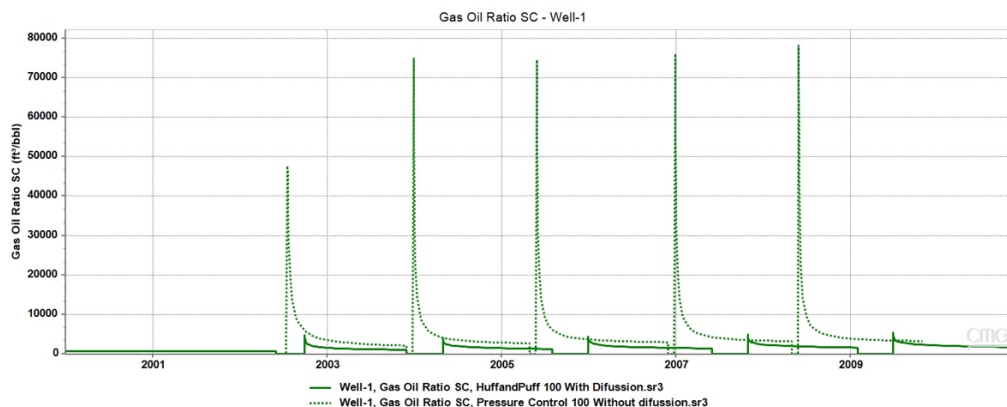
Para poder controlar que el gas inyectado solo actué sobre dentro la zona de estudio se deberá controlar que la presión no sea muy alta en las fracturas, para ello se modificaron los tiempo de inyección, producción y soaking, Con el propósito de controlar la presión alrededor de las fracturas y se obtuvieron los Siguietes resultados.

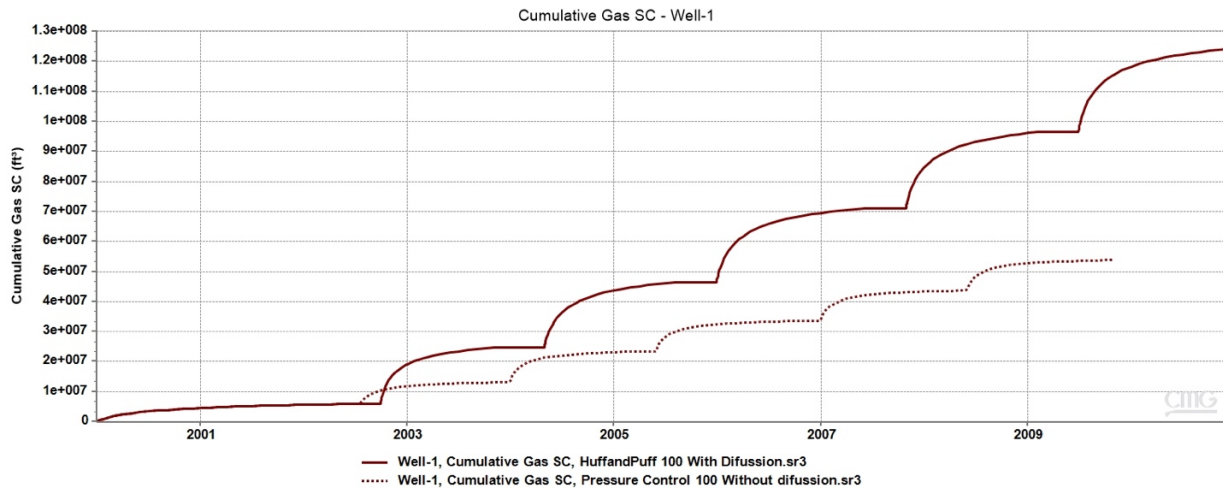
Tiempos del Pozo / Con difusión		
Tiempo de producción/ meses	Tiempo de inyección/ meses	Tiempo de soaking/ meses
29	3	1
15	3	1
17	3	1
15	3	1
17	3	1
15		

Tiempos del Pozo / Sin difusión		
Tiempo de producción/ meses	Tiempo de inyección/ días	Tiempo de soaking/ días
29	7	20
15	15	15
17	14	16
15	14	16
17	14	16
15		

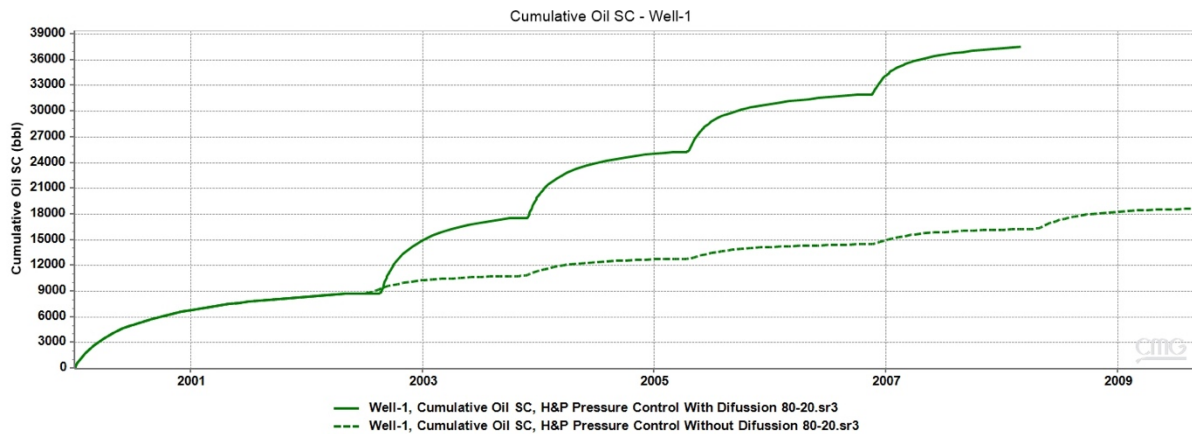


Con la ayuda de estos gráficos se puede constatar que la presión no se aleja mucho de la fractura, con lo cual podemos asegurar que el gas inyectado no se saldrá de la zona de estudio.





6.2.2. Caso 3 y Caso 4 Control de presión 80 % metano y 20 % etano con coeficiente de difusión y sin coeficiente de difusión.



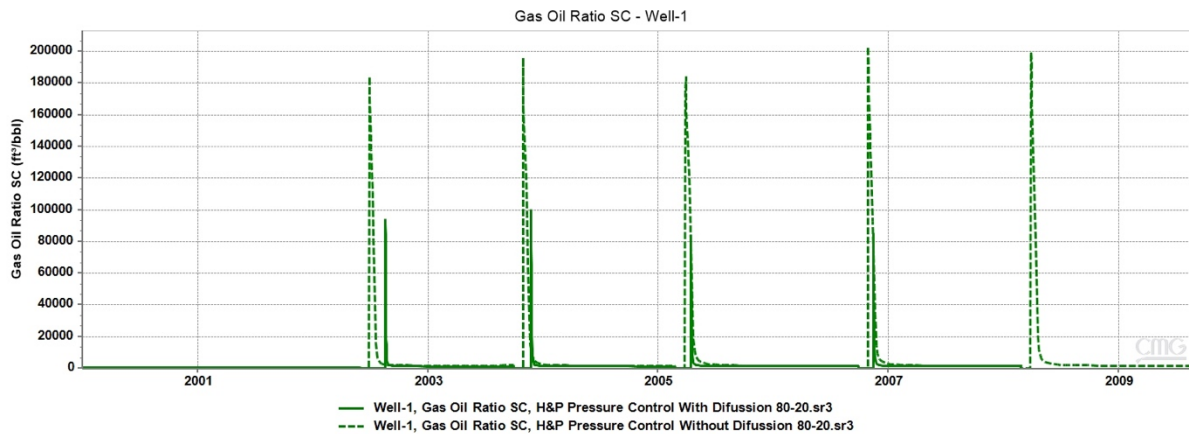
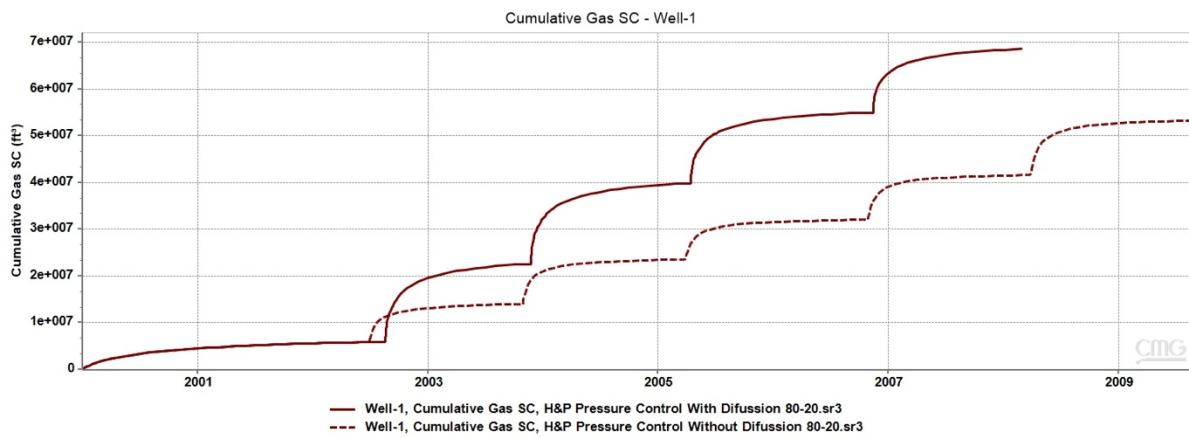
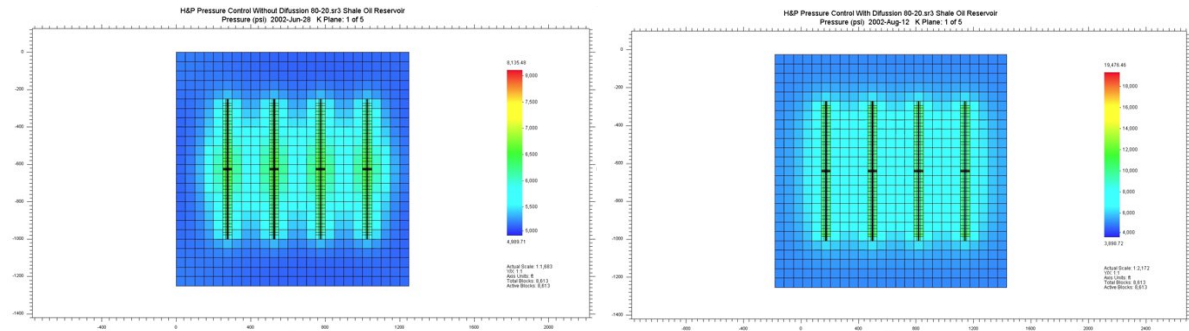
Nuevamente en este grafico se puede observar que el gas inyectado con difusión, posee una mayor producción acumulada.

Nuevamente en estos casos tratamos de controlar que el gas inyectado no. Salga de las zonas de estudio y para ello tratamos de controlar que la presión del mismo no se aleje demasiado de la fractura, para poder producir ese fenómeno debemos cambiar o variar los tiempos de producción, inyección y soaking en simultaneo y observar los resultados.

Tiempos del Pozo / Con difusión 80-20		
Tiempo de producción/ meses	Tiempo de inyección/ dias	Tiempo de soaking/ dias
29	55	20
14	40	15
15	30	15
17	30	15
16	30	15
17		

Tiempos del Pozo / sin difusión 80-20		
Tiempo de producción/ meses	Tiempo de inyección/ dias	Tiempo de soaking/ dias
29	10	16
14	15	15
15	10	20
17	15	15
15	15	15
17		

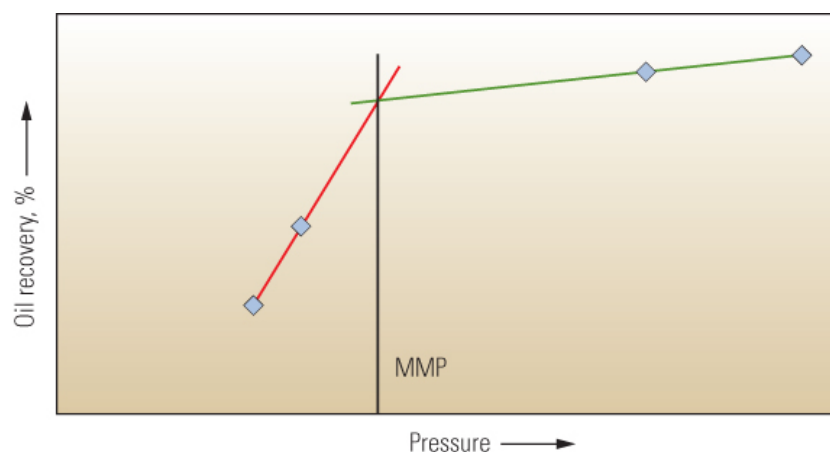
Gracias a los siguientes gráficos podemos constatar que la cantidad de tiempo que se utilizo es la correcta ya que los valores de presión en ambos casos no superan un distancia de mas de 3 cuadros de la fractura.



7. Slim tube test Prueba de tubo delgado

Prueba de tubo de diámetro reducido

Prueba de laboratorio que se utiliza para estimar la presión mínima de miscibilidad (MMP) o la concentración mínima de miscibilidad (MMC) de un solvente de inyección y un petróleo de yacimiento dados. El tubo delgado es un tubo largo bobinado lleno con arena de una granulometría específica o medios porosos similares. El tubo se satura al comienzo de cada prueba con fluido del yacimiento a una temperatura dada. La inyección de solvente se realiza a varias presiones de prueba. La producción, la densidad y la composición del efluente se miden como funciones del volumen inyectado. El criterio de prueba para la miscibilidad es la recuperación de petróleo de un número específico de volúmenes porosos (PV) tal como 1,2 PV de solvente. Aparecen dos líneas de tendencia en un gráfico de la recuperación versus la presión de poro para varias pruebas de tubo delgado. El punto de intersección de esas líneas de tendencia es la MMP estimada para el sistema petróleo-solvente dado. Los datos de una prueba de tubo delgado pueden usarse también como información para el ajuste fino de una ecuación de estado del fluido para la simulación del yacimiento.



Resultados de la prueba de tubo delgado a cuatro presiones (izquierda, diamantes azules). Los valores de recuperación de petróleo después de la inyección de 1.2 volúmenes de poro (PV) a presiones inferiores a la presión mínima de miscibilidad (MMP) caen en una línea de tendencia (rojo). Los valores a presiones superiores al MMP caen en una línea de tendencia diferente (verde). La intersección de estas líneas de tendencia es una estimación del MMP (negro).

Bibliografía

<https://www.onepetro.org>

http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/8612/Tesis_Completa.pdf?sequence=1

https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/slim-tube_test.aspx