

# **LINEAMIENTOS Y METODOLOGÍA PARA LA REDUCCIÓN EN EL VALOR CORRESPONDIENTE AL DERECHO ECONÓMICO POR CONCEPTO DE PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN (X%) ASOCIADO AL VOLUMEN INCREMENTAL**

Anexo técnico para la construcción, cálculo y aplicación de las tablas de reducción

Bogotá D. C., mayo de 2026

## **1. Objeto y alcance**

Las disposiciones del presente anexo técnico aplican a los contratos y convenios administrados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos que contemplen el derecho económico por concepto de participación en la producción X y respecto de los cuales el contratista cuente con un Proyecto de Producción Incremental aprobado, para efectos del cálculo y aplicación del beneficio de reducción del X sobre el volumen asociado a la producción incremental por encima de la curva básica de producción pactada.<sup>1-3</sup>

El alcance del anexo se restringe a tres materias. La primera corresponde al sustento normativo, contractual y técnico de la metodología. La segunda corresponde a la formulación matemática necesaria para calcular el porcentaje de reducción aplicable al X. La tercera corresponde a las tablas de reducción para crudo y gas y a las reglas de uso de dichas tablas. El anexo no regula la aprobación del PPI ni reitera el procedimiento administrativo de la Resolución 40530 de 2025, dado que parte del supuesto de que el proyecto ya fue aprobado.<sup>1-3</sup>

## **2. Base normativa, contractual y técnica de la metodología**

La metodología se desarrolla en aplicación de la función regulatoria y contractual atribuida al Ministerio de Minas y Energía y a la Agencia Nacional de Hidrocarburos respecto de la administración de los recursos hidrocarburíferos y de los instrumentos contractuales asociados a su aprovechamiento. La Constitución Política, los decretos de estructura del sector, el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía y el régimen de regalías forman el marco general dentro del cual debe operar cualquier mecanismo de reducción del X asociado al volumen incremental.<sup>1,4-14</sup>

Desde el punto de vista contractual, el cálculo del beneficio debe preservar la base de liquidación del derecho económico por concepto de participación en la producción X. Este derecho se calcula sobre la Producción Base, entendida como la producción medida en el Punto de Fiscalización o de Medición Oficial después de descontar el volumen de regalías, conforme al porcentaje de participación pactado en el contrato. La arquitectura económica del contrato también exige evitar que los derechos económicos recaigan simultáneamente sobre el mismo volumen. En particular, los derechos por uso del subsuelo sobre la producción y por precios altos se liquidan sobre bases que descuentan

previamente el volumen correspondiente a la participación en la producción X y, cuando aplique, la participación adicional en la producción. Por tanto, la reducción del X debe aplicarse únicamente sobre el volumen incremental del PPI y no sobre la producción base, de manera que se conserve la separación entre producción base, producción incremental y demás derechos económicos contractuales.<sup>2,3,15</sup>

La Circular 0013 de 2024 refuerza este criterio porque exige segregación de corrientes por campo cuando existe mezcla de regímenes, cuando alguno de los campos cuenta con PPI o cuando se mezclan petróleos por encima y por debajo de 15°API. En consecuencia, la metodología de reducción del X debe ser compatible con trazabilidad independiente por campo, categoría de fluido y volumen incremental.<sup>15</sup>

La literatura técnico-científica incorporada en este anexo no se utiliza para sustituir el criterio normativo ni contractual. Su función es distinta, sirve para definir intervalos de calidad de fluido, órdenes de magnitud de recuperabilidad, límites técnicos de recuperación y pendientes relativas de la matriz de reducción. Por esa razón, el anexo distingue entre umbrales mínimos sustentados en literatura y porcentajes de reducción calibrados como diseño metodológico.<sup>16-28</sup>

### 3. Variables rectoras y formulación básica

La metodología adopta como variable de madurez del activo el factor de recobro último esperado base, FRUE base, y como variable incremental del proyecto el aumento absoluto del factor de recobro último esperado atribuible al PPI,  $\Delta$ FRUE. Esta elección es consistente con el sistema PRMS y con la lógica de nuevas reservas e incorporación incremental establecida en el régimen de producción incremental.<sup>1,16</sup>

Las expresiones de cálculo son las siguiente:

$$FRUE\_base = (Np + Rbase) / Horig$$

$$FRUE\_PPI = (Np + Rbase + Rinc,PPI) / Horig$$

$$\Delta FRUE = FRUE\_PPI - FRUE\_base$$

$$X\_reducido = X\_base \times (1 - Reducción\_X)$$

En estas expresiones, Horig corresponde al hidrocarburo original en sitio, esto es POES para crudo y GOES para gas. Np corresponde a producción acumulada. Rbase corresponde a reservas sin PPI. Rinc,PPI corresponde a reservas incrementales atribuibles al proyecto. La estructura evita que el beneficio se soporte en incrementos transitorios de tasa y lo ancla a una variable estructural de recuperación y de reservas.<sup>1,16,21,25</sup>

#### 4. Construcción de la segmentación para crudo

La metodología de crudo se estructura con cinco intervalos de gravedad API:  $API \leq 10$ ,  $10 < API \leq 15$ ,  $15 < API \leq 22$ ,  $22 < API \leq 29$  y  $API > 29$ . Esta segmentación no pretende reproducir una clasificación universal única del petróleo. Su propósito es combinar de forma coherente tres planos distintos. El primero es técnico y recoge la distinción ampliamente aceptada entre crudos extrapesados, pesados y de mayor calidad relativa. El segundo es normativo y conserva el umbral colombiano de  $15^\circ API$  para hidrocarburos pesados. El tercero es contractual y recoge los cortes de  $22^\circ API$  y  $29^\circ API$  utilizados por la ANH en la estructura económica del E&P.<sup>3,8,9,15,29-44</sup>

El intervalo  $API \leq 10$  representa el subconjunto de crudos extrapesados o de muy baja movilidad. En la literatura especializada, este rango se asocia de forma reiterada con viscosidades muy altas y con factores de recobro primario bajos. El intervalo  $10 < API \leq 15$  mantiene un comportamiento claramente severo desde el punto de vista de movilidad, pero ya por encima del subconjunto más extremo. El intervalo  $15 < API \leq 22$  aproxima el límite técnico más reiterado entre el universo pesado y el universo medio. Los intervalos  $22 < API \leq 29$  y  $API > 29$  recogen el escalonamiento económico de las minutas de los contratos E&P y permiten separar crudos de transición de crudos de mejor calidad relativa sin perder compatibilidad con la práctica contractual vigente.<sup>3,29-44</sup>

**Tabla 1. Intervalos API y umbrales mínimos de FRUE base para crudo.**

Intervalo API	FRUE base mínimo	Soporte dominante
$API \leq 10$	5 %	Crudos extrapesados y recuperabilidad base muy baja
$10 < API \leq 15$	10 %	Crudos muy pesados con umbral jurídico colombiano
$15 < API \leq 22$	15 %	Tramo pesado remanente hasta el corte técnico aproximado de $22,3^\circ API$
$22 < API \leq 29$	25 %	Crudos de transición con mejor movilidad relativa
$API > 29$	30 %	Crudos de mayor calidad relativa dentro de la estructura E&P

Nota. Los umbrales mínimos de FRUE base no se transcriben literalmente de una sola fuente. Se obtienen por calibración técnica sobre la relación entre calidad del fluido, movilidad y recuperabilidad reportada en la literatura, conservando la compatibilidad con el esquema contractual de la ANH.<sup>17,18,21,25,27,28,30-32,37-45</sup>

#### 5. Coherencia técnica de los umbrales mínimos de FRUE base para crudo

La progresión 5 %, 10 %, 15 %, 25 % y 30 % es creciente con la API y responde a un criterio físico y de ingeniería. A medida que aumenta la gravedad API, en términos generales disminuye la viscosidad, mejora la movilidad del fluido y se amplía la ventana de recuperación alcanzable con mecanismos primarios, secundarios y mejorados. Por esa razón, el punto de entrada para reconocer reducción del X debe ser más bajo en los segmentos de menor API y más exigente en los segmentos de mayor API.<sup>17,18,21,25,27,28,30-38,44-</sup>

Para  $API \leq 10$ , la literatura sobre crudo extrapesado y sobre producción fría y térmica muestra que factores de recobro primario de un solo dígito siguen siendo comunes, por lo que un FRUE base mínimo de 5 % es técnicamente prudente y evita exigir madureces incompatibles con la física del sistema. En  $10 < API \leq 15$ , el umbral de 10 % sigue siendo conservador y reconoce la severidad del rango sin ubicarse tan bajo y que el beneficio se active demasiado temprano. En  $15 < API \leq 22$ , el umbral de 15 % coincide con el orden de magnitud del factor de recobro promedio reportado para petróleo en Colombia y se mantiene por debajo de la envolvente internacional reportada para campos más maduros. En  $22 < API \leq 29$  y  $API > 29$ , los umbrales de 25 % y 30 % son consistentes con la mejora esperada de movilidad y con la necesidad de focalizar el beneficio en activos que ya superaron fases tempranas de explotación.<sup>17,18,21,25,27,28,30-38,45,46</sup>

## 6. Construcción de las tablas de reducción para crudo

Las tablas de reducción para crudo conservan dos ejes. El eje horizontal corresponde a bandas de FRUE base y representa el grado de madurez del activo. El eje vertical corresponde a bandas de  $\Delta FRUE$  y representa el esfuerzo incremental atribuible al PPI. La reducción debe aumentar a medida que el proyecto se ubica en bandas superiores de cualquiera de los dos ejes, porque el beneficio pretende reconocer simultáneamente madurez del activo y aporte incremental en reservas y recobro.<sup>17,18,20-28</sup>

La metodología también introduce una diferenciación transversal por calidad de crudo. A igualdad de FRUE base y de  $\Delta FRUE$ , los crudos de menor API reciben porcentajes de reducción mayores porque enfrentan restricciones de movilidad y de recuperabilidad más severas. De esta forma, la matriz premia no solo la magnitud del incremento de recobro sino también la dificultad relativa del sistema en el que ese incremento se obtiene.<sup>27,28,30-38</sup>

Para crudo se adoptan seis bandas de  $\Delta FRUE$ . Estas bandas son  $0 < \Delta FRUE \leq 2$  %,  $2 < \Delta FRUE \leq 5$  %,  $5 < \Delta FRUE \leq 8$  %,  $8 < \Delta FRUE \leq 12$  %,  $12 < \Delta FRUE \leq 18$  % y  $\Delta FRUE > 18$  %. Las bandas preservan la lógica incremental del documento base y permiten distinguir entre aumentos modestos, medios y altos del recobro último esperado sin crear una fragmentación excesiva de la matriz.<sup>17,20-28</sup>

**Tabla 2. Reducción del X para  $API \leq 10$ .**

Intervalo $\Delta FRUE$	$5 \% \leq FRUE \leq 10 \%$	$10 \% < FRUE \leq 15 \%$	$15 \% < FRUE \leq 20 \%$	$20 \% < FRUE \leq 30 \%$	$FRUE > 30 \%$
$0 < \Delta FRUE \leq 2$ %	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %
$2 < \Delta FRUE \leq 5$ %	30 %	35 %	40 %	45 %	50 %
$5 < \Delta FRUE \leq 8$ %	35 %	40 %	45 %	50 %	55 %
$8 < \Delta FRUE \leq 12$ %	40 %	45 %	50 %	55 %	60 %

Intervalo $\Delta$ FRUE	$5\% \leq \text{FRUE} \leq 10\%$	$10\% < \text{FRUE} \leq 15\%$	$15\% < \text{FRUE} \leq 20\%$	$20\% < \text{FRUE} \leq 30\%$	$\text{FRUE} > 30\%$
$12 < \Delta\text{FRUE} \leq 18\%$	45 %	50 %	55 %	60 %	65 %
$\Delta\text{FRUE} > 18\%$	50 %	55 %	60 %	65 %	70 %

Regla previa. Si el FRUE base es menor que 5 %, la reducción del X es 0 %.

**Tabla 3. Reducción del X para  $10 < \text{API} \leq 15$ .**

Intervalo $\Delta$ FRUE	$10\% \leq \text{FRUE} \leq 15\%$	$15\% < \text{FRUE} \leq 20\%$	$20\% < \text{FRUE} \leq 25\%$	$25\% < \text{FRUE} \leq 35\%$	$\text{FRUE} > 35\%$
$0 < \Delta\text{FRUE} \leq 2\%$	15 %	20 %	25 %	30 %	35 %
$2 < \Delta\text{FRUE} \leq 5\%$	25 %	30 %	35 %	40 %	45 %
$5 < \Delta\text{FRUE} \leq 8\%$	30 %	35 %	40 %	45 %	50 %
$8 < \Delta\text{FRUE} \leq 12\%$	35 %	40 %	45 %	50 %	55 %
$12 < \Delta\text{FRUE} \leq 18\%$	40 %	45 %	50 %	55 %	60 %
$\Delta\text{FRUE} > 18\%$	45 %	50 %	55 %	60 %	65 %

Regla previa. Si el FRUE base es menor o igual a 10 %, no procede reducción adicional por debajo del umbral definido para el intervalo API.

**Tabla 4. Reducción del X para  $15 < \text{API} \leq 22$ .**

Intervalo $\Delta$ FRUE	$15\% \leq \text{FRUE} \leq 20\%$	$20\% < \text{FRUE} \leq 25\%$	$25\% < \text{FRUE} \leq 30\%$	$30\% < \text{FRUE} \leq 40\%$	$\text{FRUE} > 40\%$
$0 < \Delta\text{FRUE} \leq 2\%$	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %
$2 < \Delta\text{FRUE} \leq 5\%$	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %
$5 < \Delta\text{FRUE} \leq 8\%$	25 %	30 %	35 %	40 %	45 %
$8 < \Delta\text{FRUE} \leq 12\%$	30 %	35 %	40 %	45 %	50 %
$12 < \Delta\text{FRUE} \leq 18\%$	35 %	40 %	45 %	50 %	55 %
$\Delta\text{FRUE} > 18\%$	40 %	45 %	50 %	55 %	60 %

Regla previa. Si el FRUE base es menor o igual a 15 %, no procede reducción adicional por debajo del umbral definido para el intervalo API.

**Tabla 5. Reducción del X para  $22 < \text{API} \leq 29$ .**

Intervalo $\Delta$ FRUE	$25\% \leq \text{FRUE} \leq 30\%$	$30\% < \text{FRUE} \leq 35\%$	$35\% < \text{FRUE} \leq 40\%$	$40\% < \text{FRUE} \leq 50\%$	$\text{FRUE} > 50\%$
$0 < \Delta\text{FRUE} \leq 2\%$	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %
$2 < \Delta\text{FRUE} \leq 5\%$	15 %	20 %	25 %	30 %	35 %

Intervalo $\Delta$ FRUE	$25 \% \leq \text{FRUE} \leq 30 \%$	$30 \% < \text{FRUE} \leq 35 \%$	$35 \% < \text{FRUE} \leq 40 \%$	$40 \% < \text{FRUE} \leq 50 \%$	$\text{FRUE} > 50 \%$
$5 < \Delta\text{FRUE} \leq 8 \%$	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %
$8 < \Delta\text{FRUE} \leq 12 \%$	25 %	30 %	35 %	40 %	45 %
$12 < \Delta\text{FRUE} \leq 18 \%$	30 %	35 %	40 %	45 %	50 %
$\Delta\text{FRUE} > 18 \%$	35 %	40 %	45 %	50 %	55 %

Regla previa. Si el FRUE base es menor o igual a 20 %, no procede reducción adicional por debajo del umbral definido para el intervalo API.

**Tabla 6. Reducción del X para API > 29.**

Intervalo $\Delta$ FRUE	$30 \% \leq \text{FRUE} \leq 35 \%$	$35 \% < \text{FRUE} \leq 40 \%$	$40 \% < \text{FRUE} \leq 45 \%$	$45 \% < \text{FRUE} \leq 55 \%$	$\text{FRUE} > 55 \%$
$0 < \Delta\text{FRUE} \leq 2 \%$	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %
$2 < \Delta\text{FRUE} \leq 5 \%$	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %
$5 < \Delta\text{FRUE} \leq 8 \%$	15 %	20 %	25 %	30 %	35 %
$8 < \Delta\text{FRUE} \leq 12 \%$	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %
$12 < \Delta\text{FRUE} \leq 18 \%$	25 %	30 %	35 %	40 %	45 %
$\Delta\text{FRUE} > 18 \%$	30 %	35 %	40 %	45 %	50 %

Regla previa. Si el FRUE base es menor o igual a 25 %, no procede reducción adicional por debajo del umbral definido para el intervalo API.

## 7. Segmentación y umbrales de FRUE base para gas

Para gas, la metodología separa gas seco, gas condensado y gas asociado al crudo. La razón no es meramente taxonómica. Los tres sistemas presentan envolventes de recuperabilidad distintas a nivel de campo. En reservorios volumétricos de gas seco, la literatura reporta recuperaciones últimas comunes del orden de 80 % a 90 %, con reducciones importantes cuando domina el empuje de agua. En gas condensado, los límites de recuperación dependen fuertemente del reciclaje, de la presión y de la severidad del banco de condensado. En gas asociado al crudo, la recuperación del gas queda condicionada por la estrategia de explotación del aceite, por el comportamiento del gas en solución y por la gestión de la capa de gas o del gas asociado producido.<sup>39,45-</sup>

70

Con base en esa evidencia se adoptan umbrales mínimos de FRUE base diferenciados. Para gas seco se adopta 75 %, valor que se ubica por debajo de la envolvente alta típica de reservorios volumétricos y permite focalizar el beneficio en activos realmente maduros. Para gas condensado se adopta 55%, valor compatible con la recuperación reportada en campos con reciclaje e inferior a los máximos de clase mundial, pero

suficientemente alto para evitar reconocimiento temprano. Para gas asociado al crudo se adopta 45 %, umbral coherente con la dependencia del sistema respecto de la explotación de aceite y con la literatura sobre gas asociado.<sup>46-49,51-70</sup>

**Tabla 7. Umbrales mínimos de FRUE base para gas.**

Categoría de gas	FRUE base mínimo	Soporte dominante
Gas seco	75 %	Recuperabilidad usual de 80 % a 90 % en reservorios volumétricos maduros
Gas condensado	55 %	Recuperación condicionada por reciclaje, banco de condensado y manejo de presión
Gas asociado al crudo	45 %	Dependencia del esquema de explotación del aceite y del manejo del gas asociado

Nota. Los umbrales se fijan por debajo de la envolvente alta reportada en la literatura para no exigir valores extremos como condición de entrada, pero sí para concentrar el beneficio en activos maduros.<sup>46-49,51-70</sup>

## 8. Construcción de las tablas de reducción para gas

Para gas seco se emplean bandas de  $\Delta$ FRUE más estrechas porque la ventana remanente después de alcanzar FRUE altos tiende a ser menor y porque una mejora de pocos puntos porcentuales puede representar un esfuerzo material en términos de abandono, manejo de agua o compresión. Para gas condensado y gas asociado se conserva una malla algo más amplia, pues la respuesta incremental puede ser más heterogénea y depende de la interacción entre presión, movilidad de fases, reinyección, reciclaje, banco de condensado y manejo del sistema productor.<sup>47-49,51-70</sup>

**Tabla 8. Reducción del X para gas seco.**

Intervalo $\Delta$ FRUE	75 % $\leq$ FRUE $\leq$ 80 %	80 % < FRUE $\leq$ 85 %	85 % < FRUE $\leq$ 90 %	90 % < FRUE $\leq$ 95 %	FRUE > 95 %
0 < $\Delta$ FRUE $\leq$ 1 %	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %
1 < $\Delta$ FRUE $\leq$ 3 %	15 %	20 %	25 %	30 %	35 %
3 < $\Delta$ FRUE $\leq$ 5 %	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %
5 < $\Delta$ FRUE $\leq$ 8 %	25 %	30 %	35 %	40 %	No Aplica
$\Delta$ FRUE > 8 %	30 %	35 %	40 %	45 %	No Aplica

Regla previa. Si el FRUE base es menor o igual a 75 %, la reducción del X es 0 %.

**Tabla 9. Reducción del X para gas condensado.**

Intervalo $\Delta$ FRUE	55 % $\leq$ FRUE $\leq$ 60 %	60 % < FRUE $\leq$ 70 %	70 % < FRUE $\leq$ 80 %	80 % < FRUE $\leq$ 90 %	FRUE > 90 %
0 < $\Delta$ FRUE $\leq$ 1 %	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %

Intervalo $\Delta$ FRUE	55 % $\leq$ FRUE $\leq$ 60 %	60 % < FRUE $\leq$ 70 %	70 % < FRUE $\leq$ 80 %	80 % < FRUE $\leq$ 90 %	FRUE > 90 %
1 < $\Delta$ FRUE $\leq$ 3 %	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %
3 < $\Delta$ FRUE $\leq$ 5 %	25 %	30 %	35 %	40 %	45 %
5 < $\Delta$ FRUE $\leq$ 8 %	30 %	35 %	40 %	45 %	50 %
8 < $\Delta$ FRUE $\leq$ 12 %	35 %	40 %	45 %	50 %	55 %
$\Delta$ FRUE > 12 %	40 %	45 %	50 %	55 %	60 %

Regla previa. Si el FRUE base es menor o igual a 55 %, la reducción del X es 0 %.

**Tabla 10. Reducción del X para gas asociado al crudo.**

Intervalo $\Delta$ FRUE	45 % $\leq$ FRUE $\leq$ 50 %	50 % < FRUE $\leq$ 60 %	60 % < FRUE $\leq$ 70 %	70 % < FRUE $\leq$ 80 %	FRUE > 80 %
0 < $\Delta$ FRUE $\leq$ 2 %	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %
2 < $\Delta$ FRUE $\leq$ 5 %	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %
5 < $\Delta$ FRUE $\leq$ 8 %	25 %	30 %	35 %	40 %	45 %
8 < $\Delta$ FRUE $\leq$ 12 %	30 %	35 %	40 %	45 %	50 %
12 < $\Delta$ FRUE $\leq$ 18 %	35 %	40 %	45 %	50 %	55 %
$\Delta$ FRUE > 18 %	40 %	45 %	50 %	55 %	60 %

Regla previa. Si el FRUE base es menor o igual a 45 %, la reducción del X es 0 %.

## 9. Reglas de aplicación de la metodología

La aplicación de la metodología exige seguir una secuencia única. Primero se identifica la categoría de fluido. Para crudo, la identificación se hace por la gravedad API promedio del campo conforme a la regla técnica y contractual aplicable. Para gas, la identificación se hace por el tipo de yacimiento o de sistema productor, esto es gas seco, gas condensado o gas asociado al crudo. <sup>1,3,9,15,29,39-44,51-56</sup>

Segundo, se calcula el FRUE base a partir de producción acumulada, reservas base y volumen original en sitio. Tercero, se calcula el FRUE con PPI y, por diferencia, el  $\Delta$ FRUE. Cuarto, se verifica si el FRUE base cumple el umbral mínimo del intervalo correspondiente. Quinto, si el umbral se cumple, se ubica el proyecto en la tabla correspondiente de acuerdo con su banda de FRUE base y su banda de  $\Delta$ FRUE. Sexto, se aplica el porcentaje de reducción resultante al X base para determinar el X reducido del volumen incremental. <sup>1-3,16</sup>

La metodología produce un porcentaje de reducción del X y no modifica la base física de medición del volumen incremental ni la definición contractual de producción base. Por consiguiente, la reducción solo puede aplicarse al volumen incremental validado por

encima de la curva básica de producción pactada. La producción base conserva el X pactado originalmente. Cuando existan mezclas de corrientes o facilidades compartidas, se debe mantener la segregación necesaria para evitar traslapes entre producción base, producción incremental y categorías de fluido.<sup>2,3,15</sup>

## 9.1 Aplicación de la reducción del X en contratos E&P prorrogados

En los contratos E&P cuyo período de producción sea prorrogado, la reducción del X podrá aplicarse al volumen incremental generado durante la prórroga. Para estos efectos, el volumen incremental corresponde a la producción obtenida por encima de la curva básica de producción establecida en el PPI aprobado.

Para el cálculo del beneficio, el X de referencia será el X vigente durante la prórroga, definido conforme a la minuta contractual correspondiente. La metodología no modifica la forma contractual de determinación del X, sino que aplica la reducción sobre el porcentaje de participación en la producción que se encuentre vigente para el período prorrogado.

La reducción obtenida de las tablas se aplicará sobre el X vigente durante la prórroga y únicamente sobre el volumen incremental. El X reducido para el período prorrogado se calculará así

$$X \text{ reducido prórroga} = X \text{ vigente prórroga} \times (1 - \text{Reducción X})$$

Donde X vigente prórroga corresponde al porcentaje de participación en la producción aplicable durante el período prorrogado, según lo establecido en el contrato.

Cuando el contrato haya contado con un X mayor que 0 % antes de la prórroga, y por esa razón el PPI haya podido aprobarse durante el período contractual inicial, la curva básica de producción continuará siendo la establecida al momento de aprobación del proyecto. La prórroga no modifica por sí misma la curva base establecida ni habilita su redefinición automática. En estos casos, la producción incremental seguirá correspondiendo exclusivamente al volumen producido por encima de la curva básica aprobada para el PPI.

Cuando el PPI se apruebe durante la prórroga, la curva básica de producción deberá establecerse al momento de aprobación del proyecto. Esta curva no podrá asumirse igual a cero por el hecho de que, antes de la prórroga, los volúmenes posteriores a la fecha original de terminación del contrato no fueran reconocibles como reservas atribuibles al contratista bajo el horizonte contractual inicial.

La restricción existente antes de la prórroga estaba asociada al alcance temporal del contrato, no a la inexistencia física de producción ni a la ausencia de una tendencia

productiva del campo. Por tanto, la curva básica deberá construirse tomando como punto de partida la producción que venía registrando el campo y el comportamiento técnico observado antes de la aprobación del PPI.

En todos los casos, la curva básica de producción deberá proyectarse hasta el límite técnico del campo. La proyección deberá sustentarse en el comportamiento histórico de producción, el análisis de declinación, el mecanismo de producción, el estado de los pozos, las restricciones operativas, la capacidad de las facilidades y el pronóstico sin PPI.

La curva base deberá representar la producción que razonablemente habría continuado generando el campo bajo la operación existente y sin incorporar los efectos de las actividades aprobadas como producción incremental. La prórroga del contrato no convierte automáticamente en producción incremental los volúmenes ubicados después de la fecha original de terminación contractual.

El volumen incremental corresponderá exclusivamente a la producción obtenida por encima de la curva básica establecida y asociada a las actividades aprobadas en el PPI. Esta regla evita que la sola extensión del contrato genere un incremento artificial y asegura que la reducción del X se aplique únicamente sobre el aporte incremental atribuible al proyecto.

## **10. Consideraciones de diseño metodológico**

Las tablas incluidas en este anexo no son una transcripción literal de la literatura científica. La literatura aporta la relación entre calidad del fluido, movilidad y recuperabilidad, así como los órdenes de magnitud razonables de los umbrales mínimos de FRUE base y de la envolvente de recuperaciones técnicamente alcanzables. Los porcentajes internos de reducción corresponden a una calibración metodológica del instrumento y, por tanto, deben interpretarse como una decisión de diseño técnico-regulatorio compatible con ese soporte y no como cifras tomadas textualmente de una sola fuente.<sup>17,18,20-28,45,47-49,51-70</sup>

Los umbrales mínimos de FRUE base cumplen una función de control técnico sobre la madurez del activo. En campos con gestión técnica alineada con estándares internacionales de clasificación y evaluación de recursos, el FRUE base debe representar la recuperación esperada bajo el escenario de continuidad operativa, mantenimiento, optimización ordinaria y desarrollo ya incorporado en el plan base del campo. Por tanto, cuando el FRUE base cumple los pisos mínimos definidos en este anexo, los volúmenes adicionales que pretendan recibir el tratamiento económico de producción incremental no deben corresponder a una extensión natural de la operación base, sino a un proyecto técnicamente identificable y aprobado como PPI, una vez haya cumplido todos los requisitos normativos.

El PRMS estructura la estimación de reservas a partir de proyectos de desarrollo aplicados a acumulaciones conocidas bajo condiciones definidas. En consecuencia, la incorporación de volúmenes adicionales por encima del FRUE base no debe tratarse como una variación volumétrica sin atribución técnica al proyecto, sino como el resultado de actividades, inversiones o intervenciones capaces de modificar la recuperación esperada frente al escenario sin proyecto. Para efectos de la reducción del X, el instrumento que permite reconocer ese incremento es el PPI aprobado, porque separa el escenario base del aporte incremental atribuible al proyecto.

La metodología no limita la actualización ordinaria de reservas que pueda resultar de revisiones técnicas, nueva información, cambios operativos o condiciones económicas aplicables. Sin embargo, esos ajustes no generan por sí mismos el beneficio de reducción del X. La reducción se reserva para el volumen incremental asociado a un PPI aprobado, calculado sobre la diferencia entre el FRUE base y el FRUE con PPI, de forma que el beneficio quede vinculado a una ganancia verificable de recuperación y no a una reclasificación ordinaria de reservas.

La lógica de diseño seguida en todas las matrices es la misma. La reducción crece cuando aumenta el FRUE base porque el activo es más maduro y la ventana remanente es más estrecha. La reducción también crece cuando aumenta el  $\Delta$ FRUE porque el proyecto aporta una mayor fracción incremental de reservas y recobro. Finalmente, para crudo, la reducción disminuye de manera transversal al aumentar la API, ya que la severidad técnica del sistema tiende a reducirse. Para gas, la intensidad relativa cambia según el tipo de yacimiento y la envolvente de recuperación observada en la literatura.<sup>17,18,21-28,47-49,51-70</sup>

## 11. Conclusiones

El anexo técnico se concentra exclusivamente en la construcción, cálculo y aplicación de la metodología de reducción del X sobre el volumen incremental. En consecuencia, no desarrolla criterios de aprobación del PPI ni reproduce filtros de elegibilidad administrativa del proyecto. La metodología parte de la existencia de un PPI aprobado y se limita a definir cómo se calcula y aplica el beneficio.<sup>1-3</sup>

La segmentación de crudo en cinco intervalos API permite armonizar la literatura técnica sobre calidad del fluido con el umbral jurídico colombiano de 15°API y con los cortes de 22°API y 29°API ya presentes en la estructura económica de los contratos E&P. Los umbrales mínimos de FRUE base de 5 %, 10 %, 15 %, 20 % y 25 % son coherentes con la tendencia observada entre API, movilidad y recuperabilidad.<sup>3,8,9,15,17,18,21,27-45</sup>

La segmentación de gas en tres familias también mejora la coherencia técnica de la metodología. Gas seco, gas condensado y gas asociado al crudo exhiben envolventes

de recuperación distintas y, por tanto, no deben compartir un único umbral mínimo de FRUE base ni una sola tabla de reducción.<sup>46-49,51-70</sup>

Las tablas propuestas convierten el FRUE base y el  $\Delta$ FRUE en un instrumento único de cálculo del beneficio. De ese modo, la reducción del X deja de depender de incrementos coyunturales de tasa y pasa a estar atada al grado de madurez del activo, al esfuerzo incremental del proyecto y a la dificultad técnica relativa del sistema productor.<sup>16-18,20-28</sup>

## Referencias bibliográficas

[1] Ministerio de Minas y Energía, “Resolución 40530 de 2025: Por la cual se establecen los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación a los Proyectos de Producción Incremental y se adoptan otras disposiciones,” Bogotá, Colombia, Nov. 7, 2025. [Online]. Available: <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=30055779>

[2] Agencia Nacional de Hidrocarburos, “Anexo 1 del Acuerdo 03 de 2022: Glosario de términos, unidades y equivalencias,” Bogotá, Colombia, 2022. [Online]. Available: [https://www.anh.gov.co/documents/19040/Anexo\\_1\\_Acuerdo\\_03\\_de\\_2022\\_-\\_Definiciones.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/19040/Anexo_1_Acuerdo_03_de_2022_-_Definiciones.pdf)

[3] Agencia Nacional de Hidrocarburos, “Contrato de exploración y producción de hidrocarburos, E&P (minuta),” Bogotá, Colombia, 2014. [Online]. Available: [https://www.anh.gov.co/documents/14128/Minuta\\_EP\\_Revisada\\_Jefes\\_publicacion.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/14128/Minuta_EP_Revisada_Jefes_publicacion.pdf)

[4] República de Colombia, Constitución Política de Colombia, arts. 332 y 334, Bogotá, Colombia, 1991. [Online]. Available: <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1687988>

[5] Ministerio de Minas y Energía, “Decreto 381 de 2012: Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía,” Bogotá, Colombia, Feb. 16, 2012. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=66321>

[6] Presidencia de la República de Colombia, “Decreto 714 de 2012: Por el cual se establece la estructura de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, y se dictan otras disposiciones,” Bogotá, Colombia, Apr. 10, 2012. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=68361>

[7] Presidencia de la República de Colombia, “Decreto 1073 de 2015: Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía,” Bogotá, Colombia, May 26, 2015. [Online]. Available: <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=30020048>

[8] Congreso de la República de Colombia, “Ley 756 de 2002: Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones,”

Bogotá, Colombia, Jul. 23, 2002. [Online]. Available: <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1667837>

[9] Presidencia de la República de Colombia, “Decreto 3176 de 2002: Por el cual se reglamenta el artículo 16 de la Ley 756 de 2002,” Bogotá, Colombia, Dec. 27, 2002. [Online]. Available: <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1518252>

[10] Congreso de la República de Colombia, “Ley 1753 de 2015: Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014–2018 ‘Todos por un nuevo país’,” Bogotá, Colombia, Jun. 9, 2015. [Online]. Available: <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=30019885>

[11] Congreso de la República de Colombia, “Ley 2056 de 2020: Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías,” Bogotá, Colombia, Sep. 30, 2020. [Online]. Available: <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=30039954>

[12] Presidencia de la República de Colombia, “Decreto 1821 de 2020: Por el cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sistema General de Regalías,” Bogotá, Colombia, Dec. 31, 2020. [Online]. Available: <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=30042212>

[13] Congreso de la República de Colombia, “Ley 2441 de 2024,” Bogotá, Colombia, 2024. [Online]. Available: <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=30054313>

[14] Ministerio de Minas y Energía, “Resolución 40537 de 2024: Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos,” Bogotá, Colombia, 2024. [Online]. Available: <https://normativame.minenergia.gov.co/normatividad/7096/norma/>

[15] Agencia Nacional de Hidrocarburos, “Circular 0013 de 2024: Fiscalización. Medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos,” Bogotá, Colombia, Jul. 31, 2024. [Online]. Available: [https://anh.gov.co/documents/25038/Circular\\_ANH\\_N\\_13\\_de\\_2024\\_-\\_Medición\\_de\\_volumen\\_y\\_calidad\\_de\\_hidrocarburos.pdf](https://anh.gov.co/documents/25038/Circular_ANH_N_13_de_2024_-_Medición_de_volumen_y_calidad_de_hidrocarburos.pdf)

[16] Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Council, and Society of Petroleum Evaluation Engineers, Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo: Traducción oficial al español del PRMS, 2018. [Online]. Available: [https://www.spe.org/media/filer\\_public/24/fe/24fe7cf3-7c23-485d-a966-e3243f1d20ce/2018\\_sistema\\_de\\_gerencia\\_de\\_los\\_recursos\\_de\\_petroleo\\_-\\_traduccion\\_en\\_espanol\\_-\\_vf.pdf](https://www.spe.org/media/filer_public/24/fe/24fe7cf3-7c23-485d-a966-e3243f1d20ce/2018_sistema_de_gerencia_de_los_recursos_de_petroleo_-_traduccion_en_espanol_-_vf.pdf)

[17] “En Route, Increasing Recovery Factors, A Necessity,” in JPT, 2011. [Online]. Available: <https://onepetro.org/JPT/article/63/08/12/199914/En-Route-Increasing-Recovery-Factors-A-Necessity>

- [18] "Development Of Mature Oil Fields, A Review," in Journal of Petroleum Science and Engineering, 2006. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0920410506002464>
- [19] "Defining Enhanced Oil Recovery," En: SPE eBook. [Online]. Available: <https://onepetro.org/books/book/41/chapter/10951985/Defining-Enhanced-Oil-Recovery>
- [20] "An Empirical Analog Benchmarking Workflow To Improve Recovery Factor Benchmarking," in SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2022. [Online]. Available: <https://onepetro.org/REE/article/25/02/349/475583/An-Empirical-Analog-Benchmarking-Workflow-to>
- [21] "Reservoir Technical Limits, A Framework For Maximizing Recovery," in SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2009. [Online]. Available: <https://onepetro.org/REE/article/12/04/610/191804/Reservoir-Technical-Limits-A-Framework-for>
- [22] "Identifying New Opportunities Through Benchmarking Recovery Factors," in SPE ADIPEC, 2014. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-pdf/14ADIP/14ADIP/4203442/spe-172095-ms.pdf>
- [23] "Benchmarking Recovery Factors For Carbonate Reservoirs," in SPE ADIPEC, 2018. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/18ADIP/18ADIP/213548>
- [24] "Benchmarking Of Ultimate Recovery Factor Across Kuwait," in SPE ADIPEC, 2020. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/20ADIP/2-20ADIP/452326>
- [25] "Benchmarking And Prediction Of Ultimate Recovery Based On Analogs," in SPE NAIC, 2018. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SPENAIC/proceedings/18NAIC/All-18NAIC/SPE-193433-MS/215804>
- [26] "A Systematic Experimental Study To Understand Carbonate Recovery," in SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2023. [Online]. Available: <https://onepetro.org/REE/article/26/04/1159/519587/A-Systematic-Experimental-Study-to-Understand-the>
- [27] "A Review Of Field Oil Production Response Of Injection EOR Processes," in SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2019. [Online]. Available: <https://onepetro.org/REE/article/22/02/597/206868/A-Review-of-Field-Oil-Production-Response-of>
- [28] "Advances In Enhanced Oil Recovery Technologies For Low Permeability Reservoirs," in Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1995822622001418>

- [29] Agencia Nacional de Hidrocarburos, "Contrato E&P: Tabla de precios base de referencia por gravedad API de hidrocarburos líquidos producidos," Bogotá, Colombia, various years. [Online]. Available in model E&P contracts published by ANH.
- [30] "Co<sub>2</sub> Based Heavy Oil Recovery Processes For Post CHOPS Reservoirs," in Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2212982016303857>
- [31] "Enhanced Heavy And Extra Heavy Oil Recovery," in Petroleum, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S240565612300069X>
- [32] "Cold Heavy Oil Production," En: SPE eBook. [Online]. Available: <https://onepetro.org/books/book/38/chapter/10941368/Cold-Heavy-Oil-Production>
- [33] "An Approach To Model CHOPS," in SPE ATCE, 2012. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/12ATCE/All-12ATCE/156239>
- [34] "Well-Wormhole Model Of Cold Heavy Oil Production With Sand," in SPE Journal, 2014. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SJ/article/19/02/260/205812/Well-Wormhole-Model-of-Cold-Heavy-Oil-Production>
- [35] "Thermal Recovery Strategies For Thin Heavy Oil Reservoirs," in Fuel, 2013. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0016236113008521>
- [36] "Integrated Optimization Of Hybrid Steam-Solvent Injection In Post-CHOPS Reservoirs," in SPE Journal, 2024. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SJ/article/29/08/4319/545369/Integrated-Optimization-of-Hybrid-Steam-Solvent>
- [37] "An Analytical Production Model For Primary Production And Waterflooding Of Cold Heavy Oil Considering Foamy Oil Behavior," in SPE Journal, 2019. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SJ/article/24/06/2695/207192/An-Analytical-Production-Model-for-Primary>
- [38] "Reservoir Simulation Of Steam Fracturing In Early-Cycle Cyclic Steam Stimulation," in SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2012. [Online]. Available: <https://onepetro.org/REE/article/15/06/676/204330/Reservoir-Simulation-of-Steam-Fracturing-in-Early>
- [39] United Nations Economic Commission for Europe, UNFC Petroleum Specifications 2021, Geneva, Switzerland, 2021. [Online]. Available: <https://unece.org/sites/default/files/2022-01/UNFC%20Petroleum%20Specifications%202021.pdf>
- [40] United States Geological Survey, Explanatory Notes for the Energy-Resources Map of the Circum-Pacific Region, Reston, VA, USA. [Online]. Available: <https://pubs.usgs.gov/cp/39/report.pdf>

- [41] Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, “Glossário e boletins de produção de petróleo e gás natural,” Rio de Janeiro, Brazil, various years. [Online]. Available: <https://www.gov.br/anp/pt-br>
- [42] Washington State Department of Ecology, “Crude Oil Transmission Pipeline Report Form,” Olympia, WA, USA. [Online]. Available: <https://ecology.wa.gov/regulations-permits/reporting-requirements/crude-oil-transmission-pipeline-report-form>
- [43] U.S. Energy Information Administration, “Glossary: Light crude oil and heavy crude oil,” Washington, DC, USA. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/petroleum/marketing/monthly/pdf/glossary.pdf>
- [44] World Petroleum Congress, “Classification and nomenclature systems for petroleum and its fractions,” in Proc. World Petroleum Congress. [Online]. Available: <https://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-pdf/WPC13/All-WPC13/2004116/wpc-24201.pdf>
- [45] Agencia Nacional de Hidrocarburos, Informe de Gestión ANH 2025, Bogotá, Colombia, 2025. [Online]. Available: [https://www.anh.gov.co/documents/33708/Informe\\_de\\_Gestión\\_ANH\\_2025.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/33708/Informe_de_Gestión_ANH_2025.pdf)
- [46] Agencia Nacional de Hidrocarburos, Informe de Gestión 2022, Bogotá, Colombia, 2022. [Online]. Available: [https://www.anh.gov.co/documents/21271/Informe\\_de\\_gestión\\_2022.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/21271/Informe_de_gestión_2022.pdf)
- [47] “Dry Gas Reservoirs,” En: Society of Petroleum Engineers general information. [Online]. Available: <https://onepetro.org/spe/general-information/1489/Dry-gas-reservoirs>
- [48] “Achieving World-Class Condensate Recovery Using Gas Cycling,” in SPE NAIC, 2010. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SPENAIC/proceedings-pdf/09NAICE/09NAICE/SPE-128885-MS/2714599/spe-128885-ms.pdf>
- [49] “Gas Injection As A Method For Improved Recovery From Gas Condensate Reservoirs,” in SPE IOCEM, 2000. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SPEIOCEM/proceedings-pdf/00IPCEM/00IPCEM/4208000/spe-58981-ms.pdf>
- [50] “Improved Gas Recovery For Bottom Water Drive Gas Reservoirs,” in IPTC, 2019. [Online]. Available: <https://onepetro.org/IPTCONF/proceedings/19IPTC/19IPTC/D021S047R004/154330>
- [51] “Dry Gas Reinjection In A Strong Waterdrive Gas Condensate Field, Sleipner Øst Ty,” in SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2009. [Online]. Available: <https://onepetro.org/REE/article/12/02/281/191839/Dry-Gas-Reinjection-in-a-Strong-Waterdrive-Gas>
- [52] “Determination Of Natural Gas Recovery Factors,” En: Journal of Canadian Petroleum Technology. [Online]. Available:

<https://onepetro.org/JCPT/article/5/03/115/32484/Determination-of-Natural-Gas-Recovery-Factors>

[53] "Depletion Performance Of Volumetric High Pressured Gas Reservoirs," En: SPE Reservoir Engineering. [Online]. Available: <https://onepetro.org/RE/article/4/03/279/76323/Depletion-Performance-of-Volumetric-High-Pressured>

[54] "A Novel Technique For Estimating Gas Recovery Factors," in SPE APOG, 2002. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SPEAPOG/proceedings/02APOGCE/All-02APOGCE/SPE-77884-MS/136176>

[55] "Waterflooding Of Gas Condensate Reservoirs," in SPE Reservoir Engineering, 1996. [Online]. Available: <https://onepetro.org/RE/article/11/04/245/107995/Waterflooding-of-Gas-Condensate-Reservoirs>

[56] "Wag May Improve Gas Condensate Recovery," in SPE Reservoir Engineering, 1993. [Online]. Available: <https://onepetro.org/RE/article/8/03/207/69652/WAG-May-Improve-Gas-Condensate-Recovery>

[57] "Practice And Lessons Learned For Depletion Drive Carbonate Gas Reservoirs With Recovery Greater Than 50 Percent And Up To 93 Percent," in SPE ADIPEC, 2016. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-pdf/16ADIP/16ADIP/1419702/spe-183184-ms.pdf>

[58] "Ultimate Gas Recovery In Water-Driven Gas Pools Ranging From 36 Percent To 70 Percent," in Petroleum Society, 1981. [Online]. Available: <https://onepetro.org/PETSOCATM/proceedings-pdf/81ATM/81ATM/2043619/petsoc-81-32-48.pdf>

[59] Agencia Nacional de Hidrocarburos, Revista EOR, 1st ed., Bogotá, Colombia. [Online]. Available: [https://www.anh.gov.co/documents/25321/Revista\\_EOR\\_1ra\\_ed..pdf](https://www.anh.gov.co/documents/25321/Revista_EOR_1ra_ed..pdf)

[60] "Inhibited Gas Stimulation To Mitigate Condensate Banking In A Gas Condensate Giant Field," in SPE Production and Operations, 2013. [Online]. Available: <https://onepetro.org/PO/article/28/02/154/204752/Inhibited-Gas-Stimulation-To-Mitigate-Condensate>

[61] "Pushing The Limits Of Gas Recovery Factor Through Reservoir And Facility Optimization," in IPTC, 2024. [Online]. Available: <https://onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/24IPTC/1-24IPTC/544271>

[62] "Utilization Of Associated Petroleum Gas (APG)," in SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition, 2010. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/10ROGC/10ROGC/SPE-136316-MS/110002>

- [63] "Associated Gas Utilization With Liquids Recovery," in Offshore Technology Conference, 1985. [Online]. Available: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings/85OTC/85OTC/OTC-5039-MS/48750>
- [64] "Gas Cap Injection As An Associated Gas Utilisation Method," in SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2020. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/20RPTC/20RPTC/450185>
- [65] "Recovery Of Casing Gas From Remote And Scattered Oil Fields," in SPE ADIPEC, 2017. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings/17ADIP/4-17ADIP/D041S118R004/200150>
- [66] "Factors Affecting Solution Gas Drive Recovery," in Petroleum Society Annual Technical Meeting, 1975. [Online]. Available: <https://onepetro.org/PETSOCATM/proceedings/75ATM/75ATM/PETSOC-75-14/5439>
- [67] "Laboratory Evaluation Of Solution Gas Drive Recovery Factors In Heavy Oils," in Petroleum Society Annual Technical Meeting, 1999. [Online]. Available: <https://onepetro.org/PETSOCATM/proceedings/99ATM/99ATM/PETSOC-99-44/6176>
- [68] "Material Balance Calculations For Solution-Gas-Drive Reservoirs," in SPE ATCE, 1987. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings/87SPE/All-87SPE/SPE-16959-MS/67319>
- [69] "The History Of A Reservoir Model Become An Effective Tool For Gas Cap Blowdown And Maximizing Oil Recovery," in SPE, 2020. [Online]. Available: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-200599-MS?id=conference-paper%2FSPE-200599-MS>
- [70] "Co-Development Of Oil Rim And Gas Cap For Offshore Reservoirs," in SPE ADIPEC, 2019. [Online]. Available: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings/19ADIP/2-19ADIP/D021S053R004/216644>