



Fundamentos de la Recuperación Mejorada de Crudo por Inyección de CO₂

Webinar – 24 June, 0730 AEST

WEBINAR
PRESENTED BY



GLOBAL
CCS
INSTITUTE

STORE
Supporting the Energy Transition

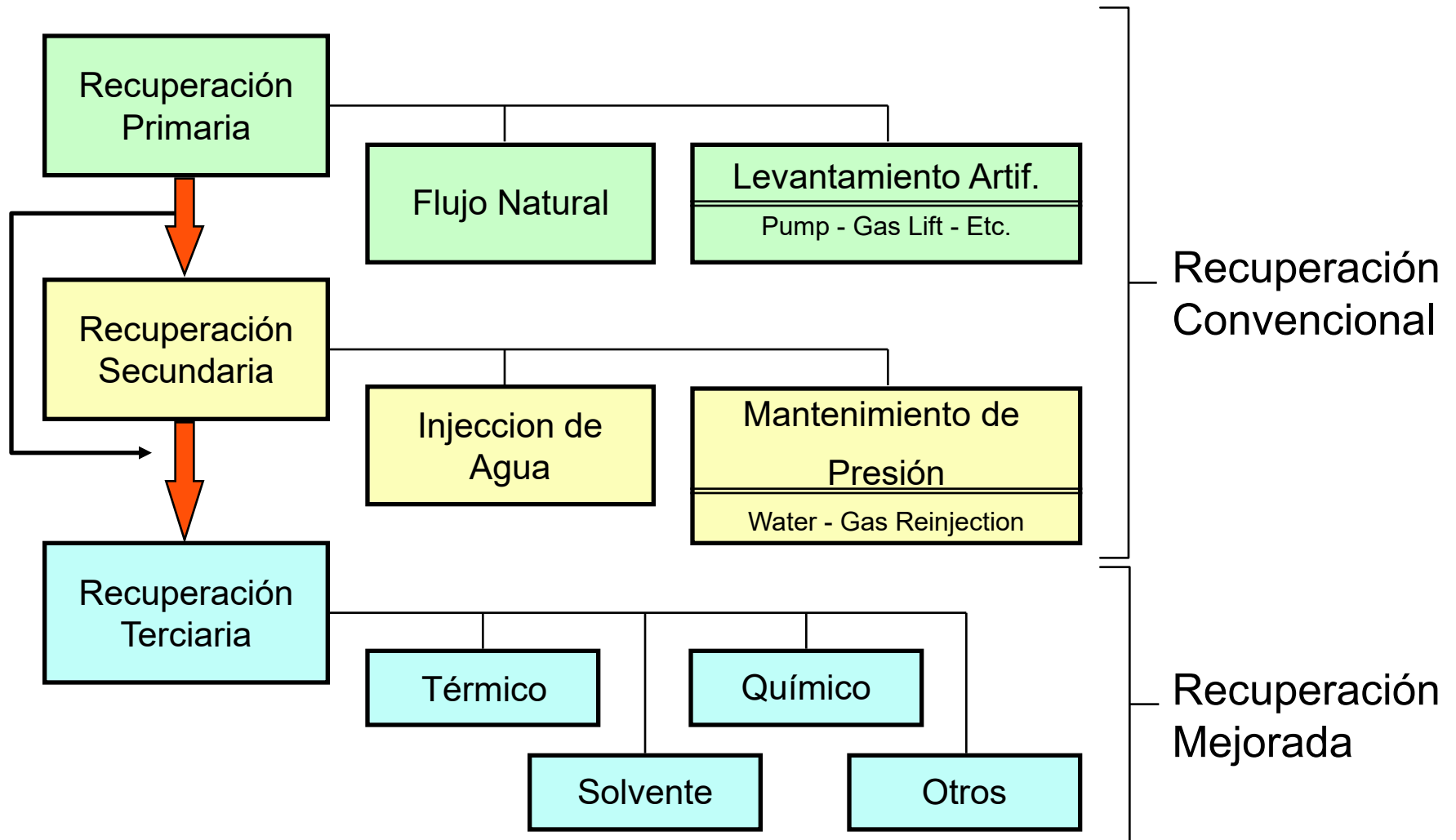
Fundamentos de la Recuperación Mejorada de Crudo por Inyección de CO₂

Vanessa Núñez López, M.S., M.A.
vanessa.nunez@beg.utexas.edu

RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO (EOR) ES...

- Recuperación de petróleo a través de la inyección de fluidos no originalmente presentes en el yacimiento.
- Excluye mantenimiento de presión a través de inyección de agua
- No es necesariamente recuperación terciaria....

MECANISMOS DE RECUPERACIÓN



CO₂-EOR (CONCEPTOS BÁSICOS)

Qué es?

CO₂-EOR es una tecnología diseñada para producir la saturación residual de petróleo en yacimientos agotados a través de la inyección de dióxido de carbono (CO₂).

En dónde se aplica?

Convencionalmente en yacimientos agotados de crudo liviano que han pasado por recuperación primaria (flujo natural) y, en la mayoría de los casos, por recuperación secundaria (inyección de agua).

Cómo funciona?

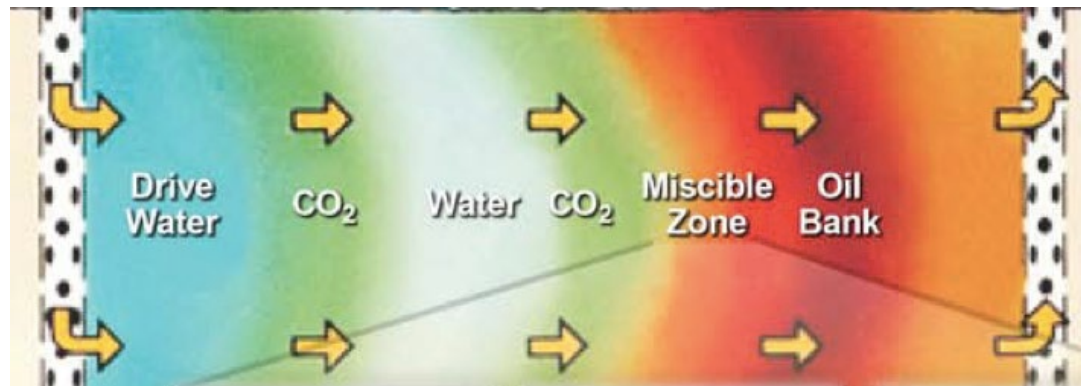
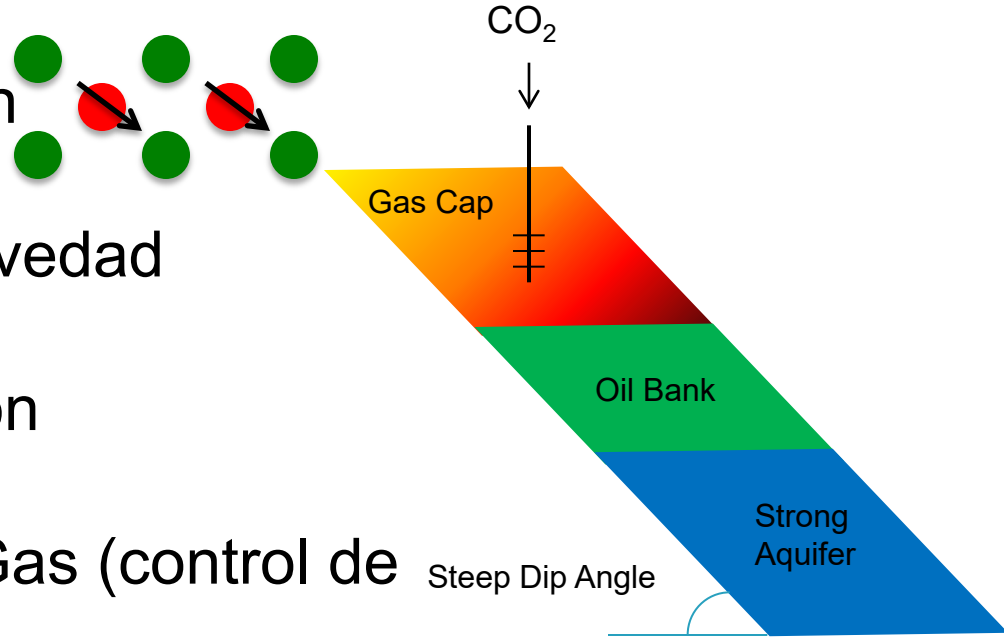
El CO₂ es un solvente: se mezcla con el petróleo

- Hinchamiento
- Reduce la viscosidad
- Tensión interfacial (IT) desaparece*



TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN CON SOLVENTES...

- Patrones de Inyección
- Estabilización de Gravedad
- Remojo o Estimulación
- Agua Alternada con Gas (control de movilidad)

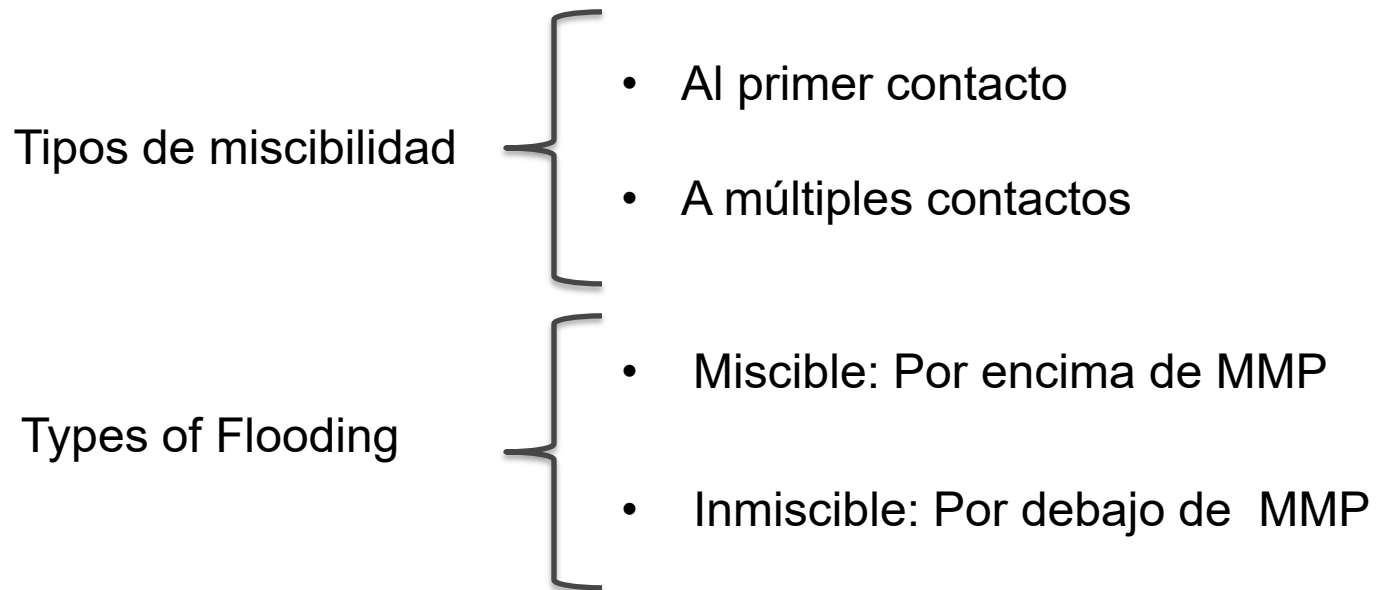


PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD (MMP)

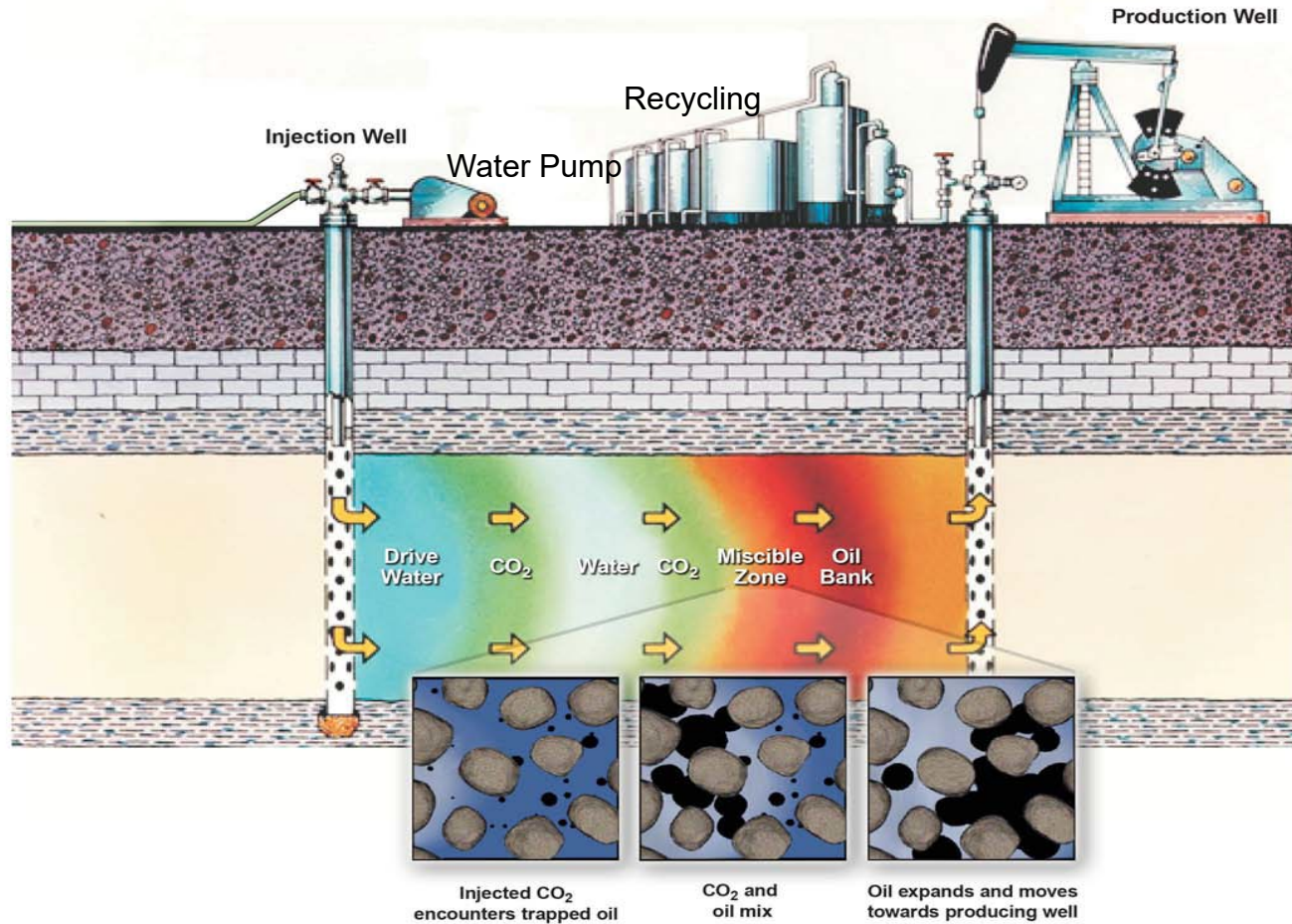
A presión y composición constante, MMP es la presión mas baja a la cual puede ocurrir miscibilidad. A MMP, la tensión interfacial es cero y por tanto desaparece la interfaz lo cual produce una fase única.

Miscibilidad: dos fluidos son miscibles cuando se disuelven en cualquier proporción produciendo una solución homogénea.

La miscibilidad va mas allá de la solubilidad!

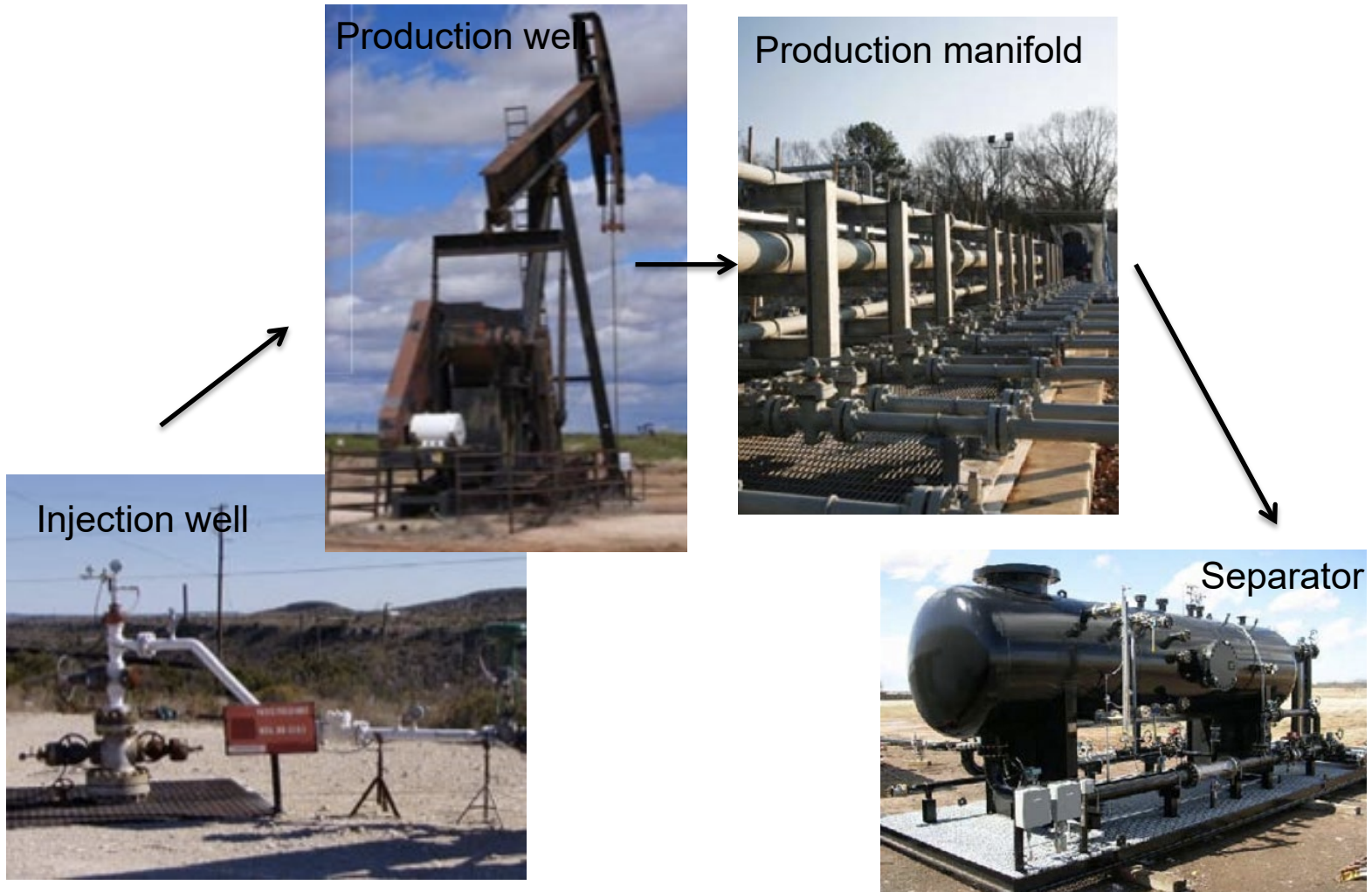


EL PROCESO DE EOR



U.S Department of Energy - NETL

INFRAESTRUCTURA DE SUPERFICIE



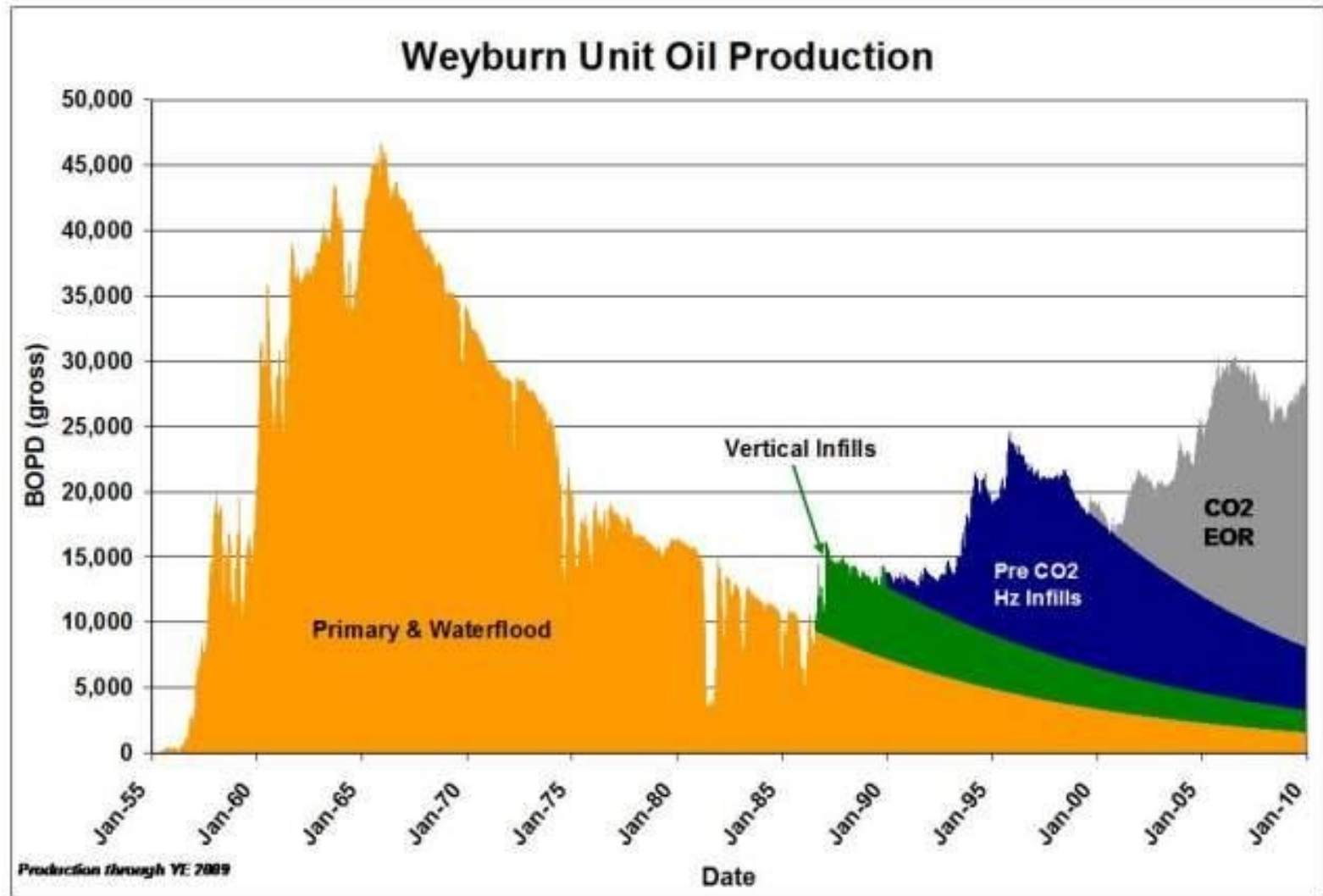
U.S Department of Energy - NETL

INFRAESTRUCTURA DE SUPERFICIE

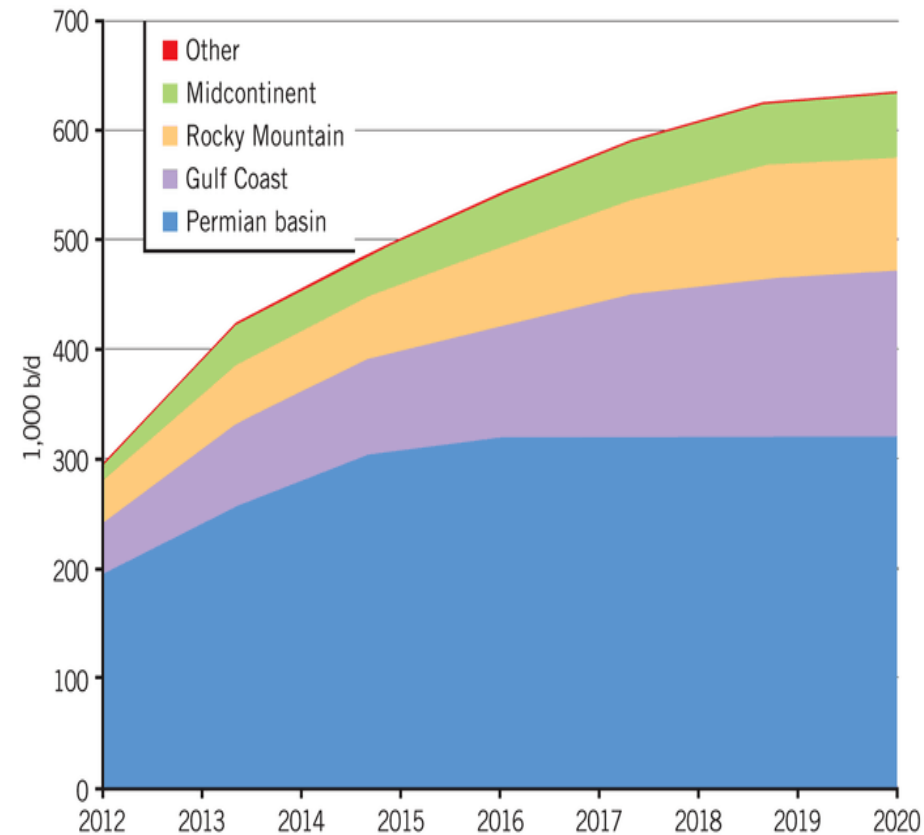
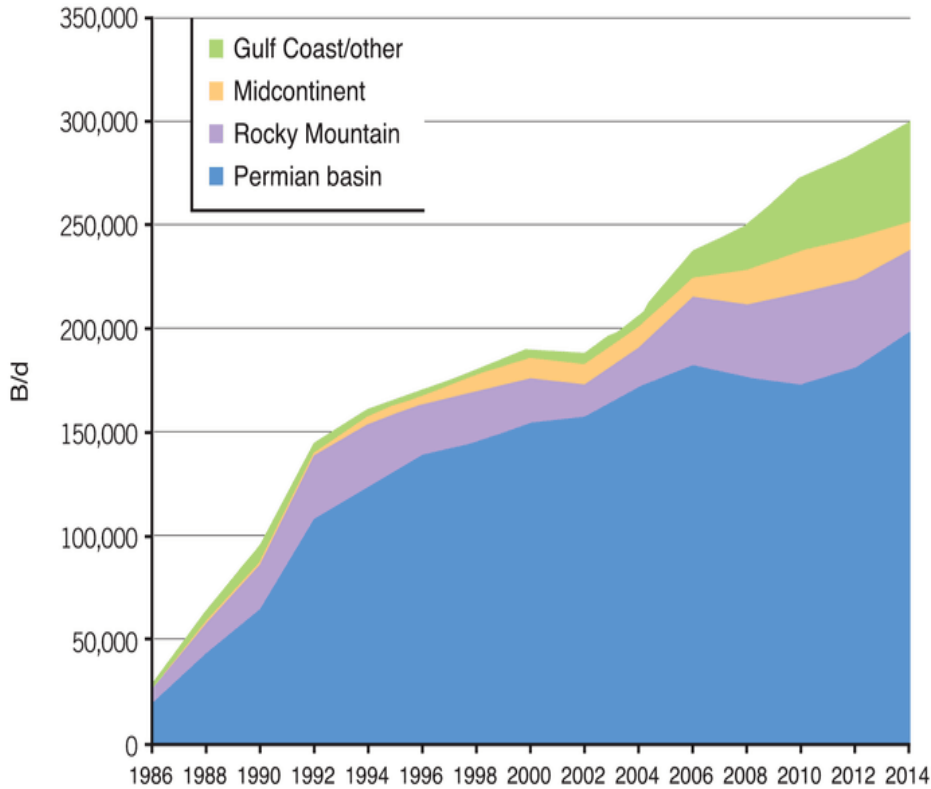


U.S Department of Energy - NETL

PRODUCCIÓN TÍPICA: UNIDAD WEYBURN (ARENA MIDALE)

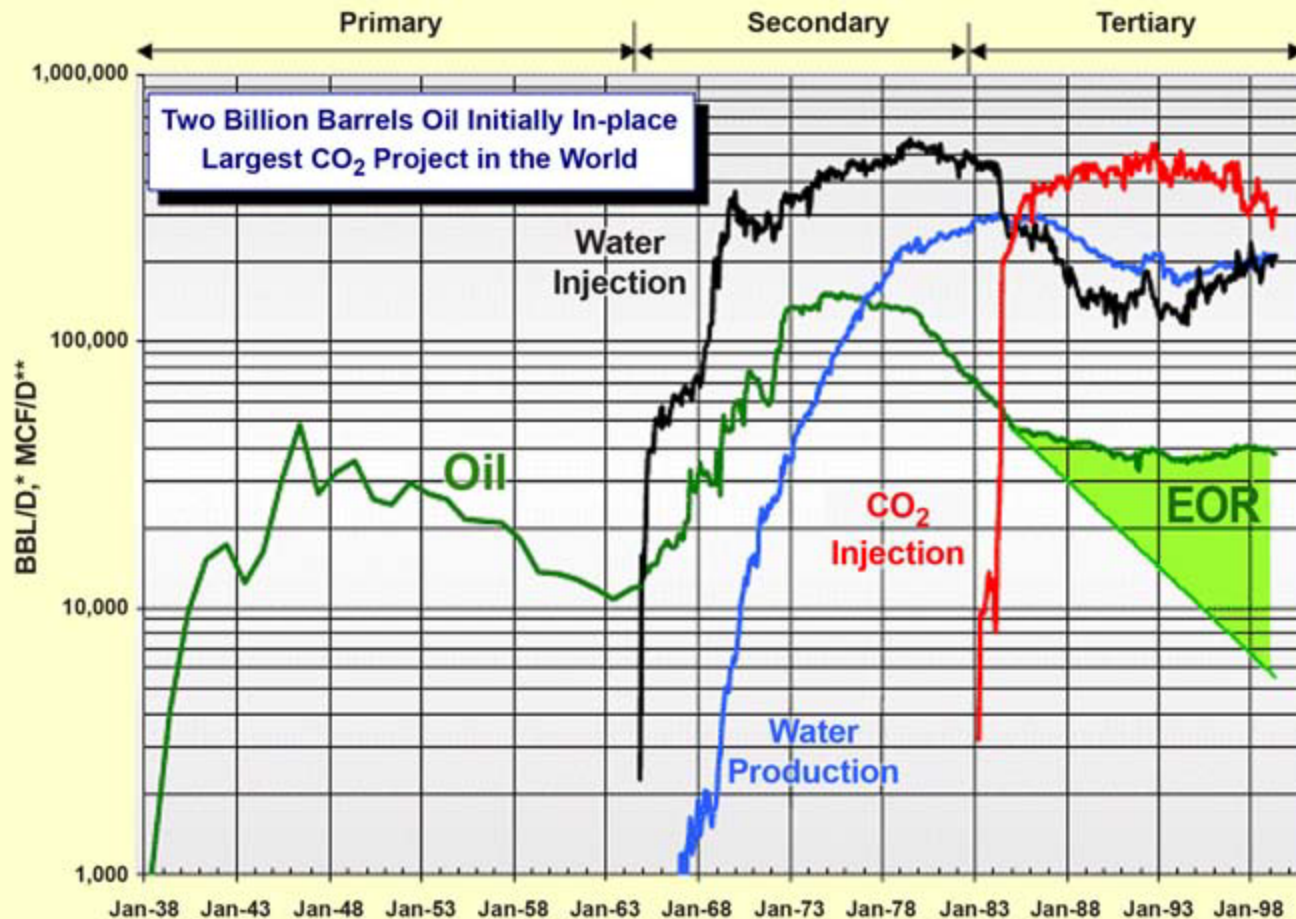


PRODUCCIÓN CON CO₂-EOR: HISTÓRICA Y PRONOSTICADA



Source: Advanced Resources International Inc. adjustment to OGJ EOR/Heavy Oil Survey 2014

UNIDAD DENVER DEL CAMPO WASSON, OESTE DE TEXAS

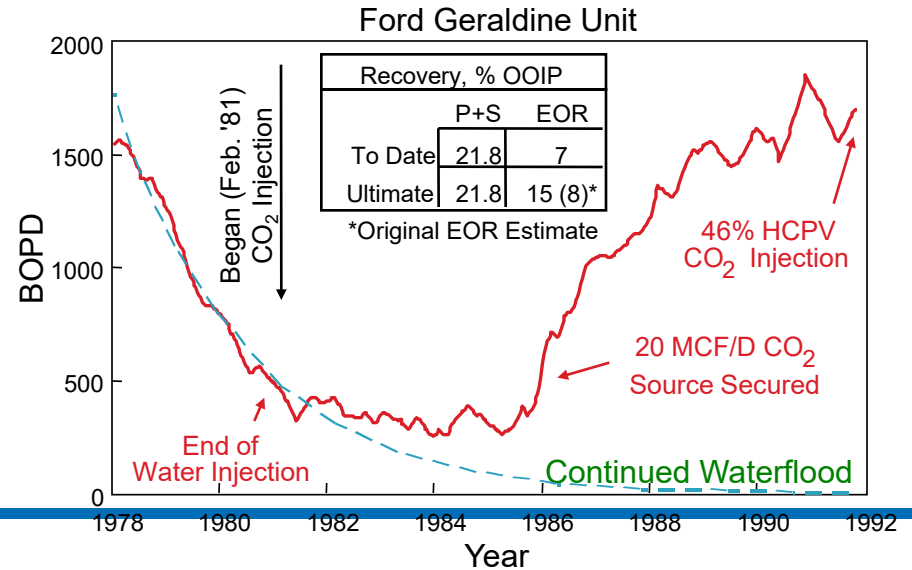
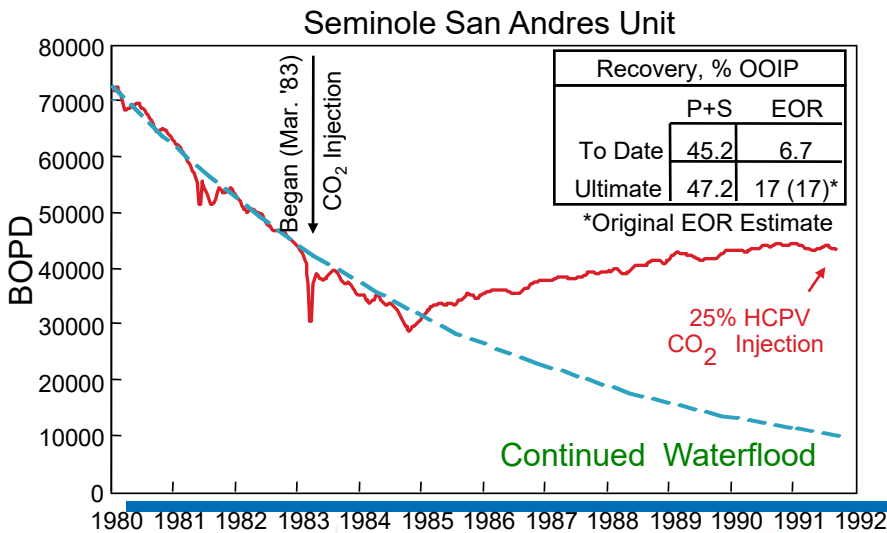
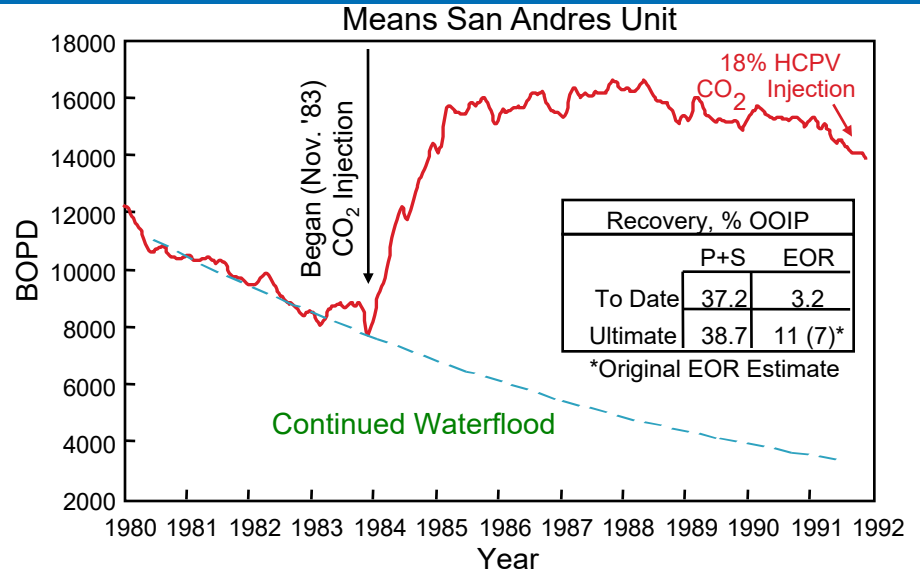
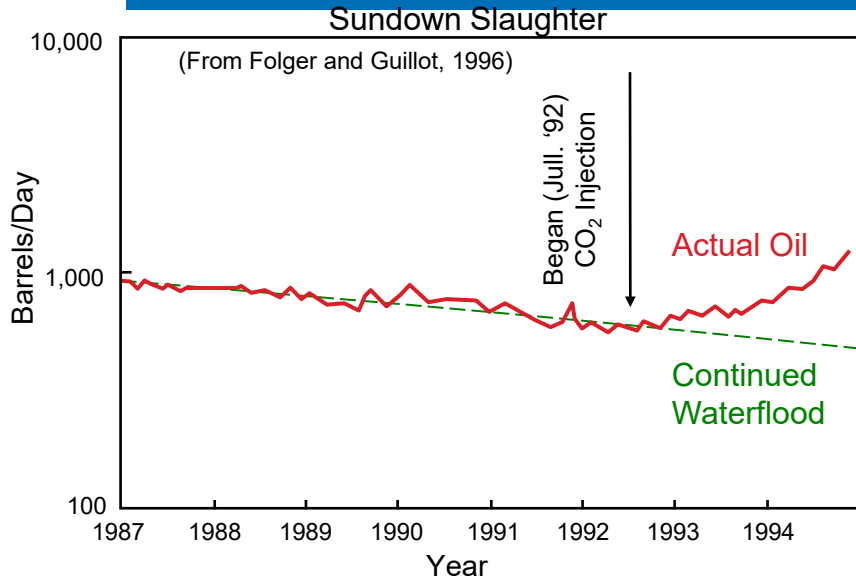


Mas de 120 millones de barriles incrementales hasta 2008

* BBL/D = barrels per day

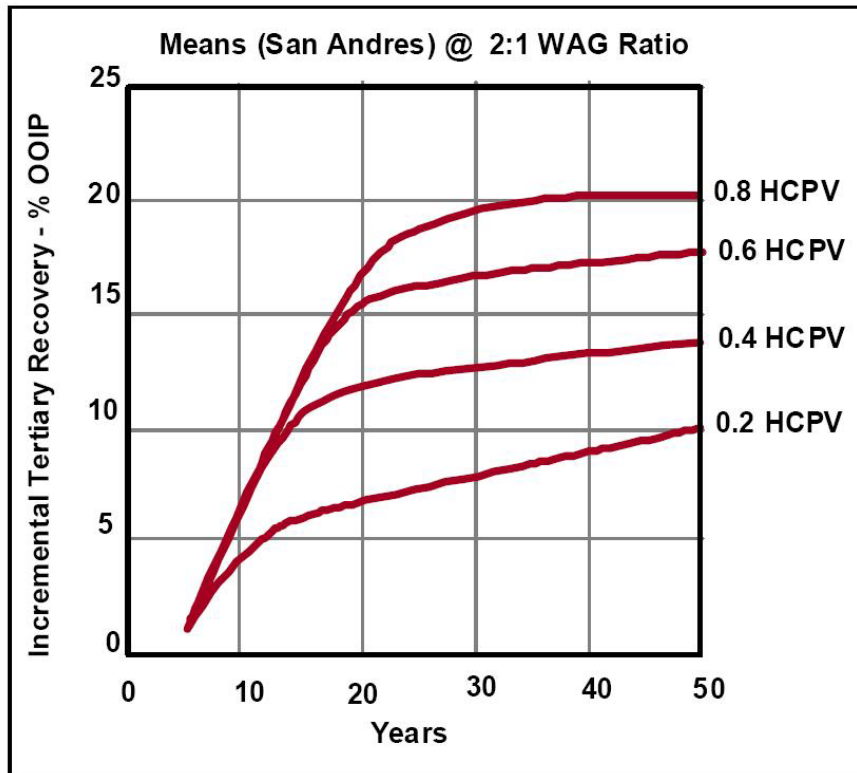
** MCF/D = thousand cubic feet of gas per day

EJEMPLOS ESPECÍFICOS



EL VOLUMEN DE INYECCIÓN DE CO₂ ES IMPORTANTE!

Effect of Solvent Bank Size on Oil Recovery



Source: SPE 24928 (1992)

The CO₂-EOR WAG project at Means (San Andres Unit) was implemented as part of an integrated reservoir development plan and involve the drilling of 205 new producers and 158 new injectors.

Initial objective was to inject 260 Bcf of CO₂, equal to 55% HCPV, (0.4 HCPV purchased; 0.15 HCPV recycled) at a 2:1 WAG ratio.

Latest objective is to inject 480 Bcf (~1 HCPV) of CO₂.

RELACIÓN DE UTILIZACIÓN DE CO₂

Gross	Net
-------	-----

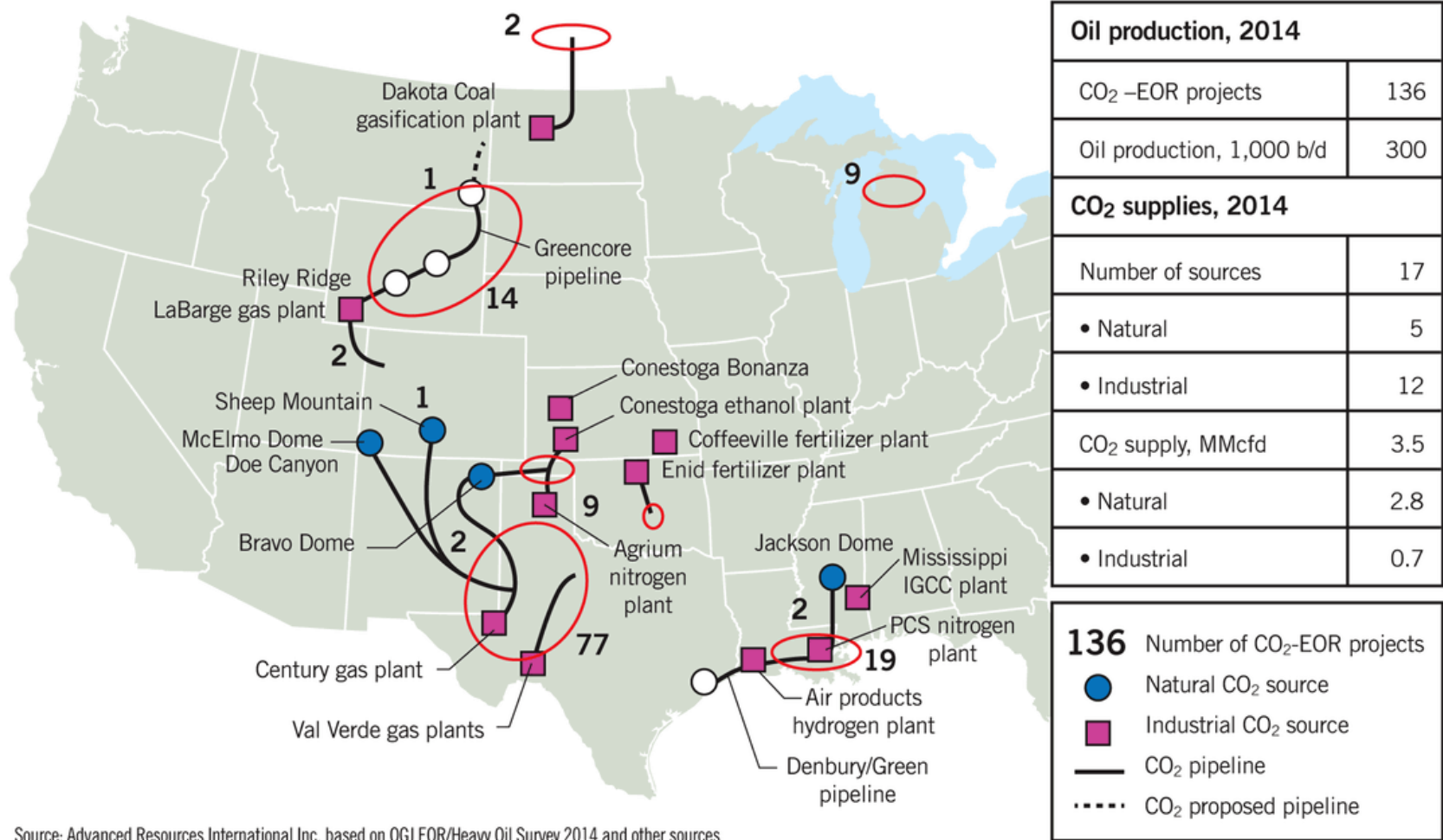
		feet	F	%	md	feet	API	cp	%HCPV	%OOIP	MCF/STB	MCF/STB	-	
field scale projects														
Dollarhide	TX	Trip. Chert	7,800	120	17.0	9	48	40	0.4	30	14.0		2.4	1985
East Vacuum	NM	Oolitic dolomite	4,400	101	11.7	11	71	38	1.0	30	8.0	11.1	6.3	1985
Ford Geraldine	TX	Sandstone	2,680	83	23.0	64	23	40	1.4	30	17.0	9.0	5.0	1981
Means	TX	Dolomite	4,400	100	9.0	20	54	29	6.0	55	7.1	15.2	11.0	1983
North Cross	TX	Trip. Chert	5,400	106	22.0	5	60	44	0.4	40	22.0	18.0	7.8	1972
Northeast Purdy	OK	Sandstone	8,200	148	13.0	44	40	35	1.5	30	7.5	6.5	4.6	1982
Rangely	CO	Sandstone	6,500	160	15.0	5 to 50	110	32	1.6	30	7.5	9.2	5.0	1986
SACROC (17 pattern)	TX	Carbonate	6,400	130	9.4	3	139	41	0.4	30	7.5	9.7	6.5	1972
SACROC (14 pattern)	TX	Carbonate	6,400	130	9.4	3	139	41	0.4	30	9.8	9.5	3.2	1981
South Welch	TX	Dolomite	4,850	92	12.8	13.9	132	34	2.3	25	7.6			
Twofreds	TX	Sandstone	4,820	104	20.3	33.4	18	36	1.4	40	15.6	15.6	8.0	1974
Wertz	WY	Sandstone	6,200	165	10.7	16	185	35	1.3	60	10.0	13.0	10.0	1986
producing pilots														
Garber	OK	Sandstone	1,950	95	17.0	57	21	47	2.1	35	14.0		6.0	1981
Little Creek	MS	Sandstone	10,400	248	23.4	75	30	39	0.4	160	21.0	27.0	12.6	1975
Majamar	NM	Anhydritic dolomite	4,050	90	10.0	11.2	49	36	0.8	30	8.2	11.6	10.7	1983
Majamar	NM	Dolomitic sandstone	3,700	90	11.0	13.9	23	36	0.8	30	17.7	8.1	6.1	1983
North Coles Levee	CA	Sandstone	9,200	235	15.0	9	136	36	0.5	63	15.0	7.4		1981
Quarantine Bay	LA	Sandstone	8,180	183	26.4	230	15	32	0.9	19	20.0		2.4	1981
Slaughter Estate	TX	Dolomitic sandstone	4985	105	12.0	8	75	32	2.0	26	20.0	16.7	3.7	1976
Weeks Island	LA	Sandstone	13,000	225	26.0	1200	186	33	0.3	24	8.7	7.9	3.3	1978
West Sussex	WY	Sandstone	3,000	104	19.5	28.5	22	39	1.4	30	12.9	8.9		1982

Field Projects ==>	11.7	6.3	AVERAGE
	10.4	6.3	MEDIAN
Pilot Projects ==>	12.5	6.4	AVERAGE
	8.9	6.0	MEDIAN
	Gross	Net	

POSIBLES FUENTES DE CO₂ PARA EOR

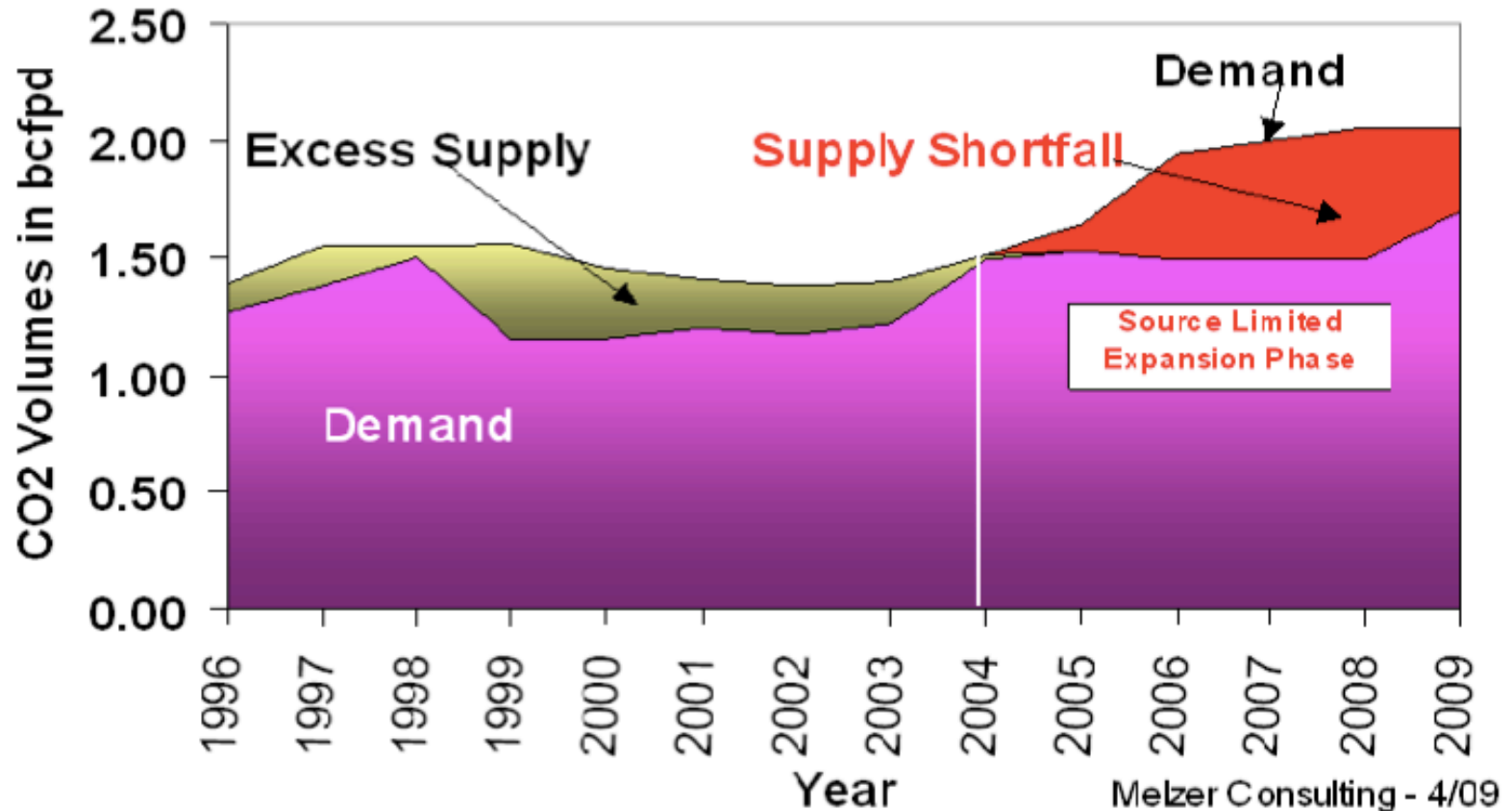
1. Fuentes naturales de CO₂ ya encontradas y definidas en estructuras geológicas;
2. Fuentes industriales de alta concentración de CO₂ (refinerías, plantas de fertilizantes) en las que se pueda capturar el the CO₂;
3. Industrias que emiten grandes volúmenes de concentración mixta en las que el CO₂ debe ser capturado y almacenado para reducir las emisiones de CO₂.

OPERACIONES DE CO₂-EOR EN EEUU, FUENTES DE CO₂ 2014

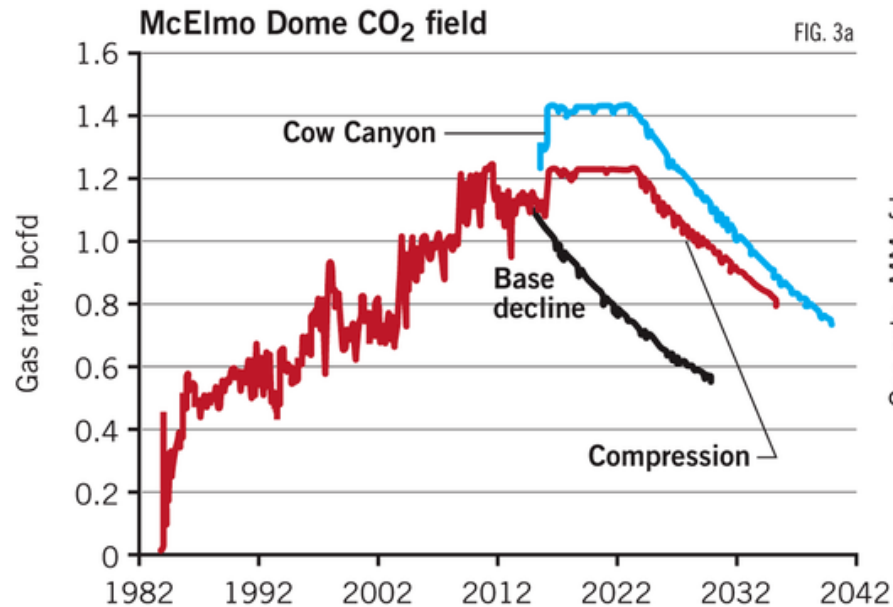


Source: Advanced Resources International Inc. based on OGI EOR/Heavy Oil Survey 2014 and other sources

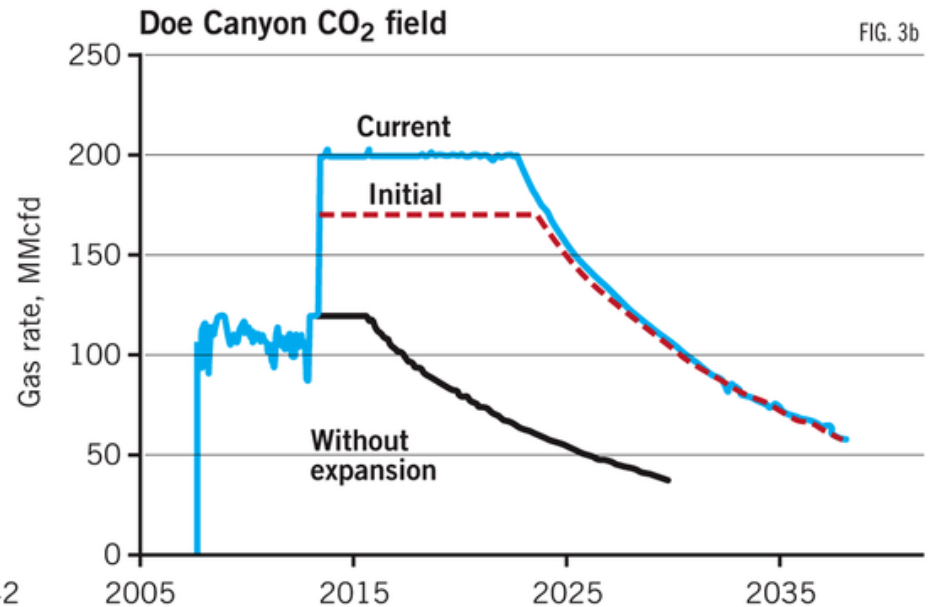
ESCASEZ DE SUMINISTRO DE CO₂



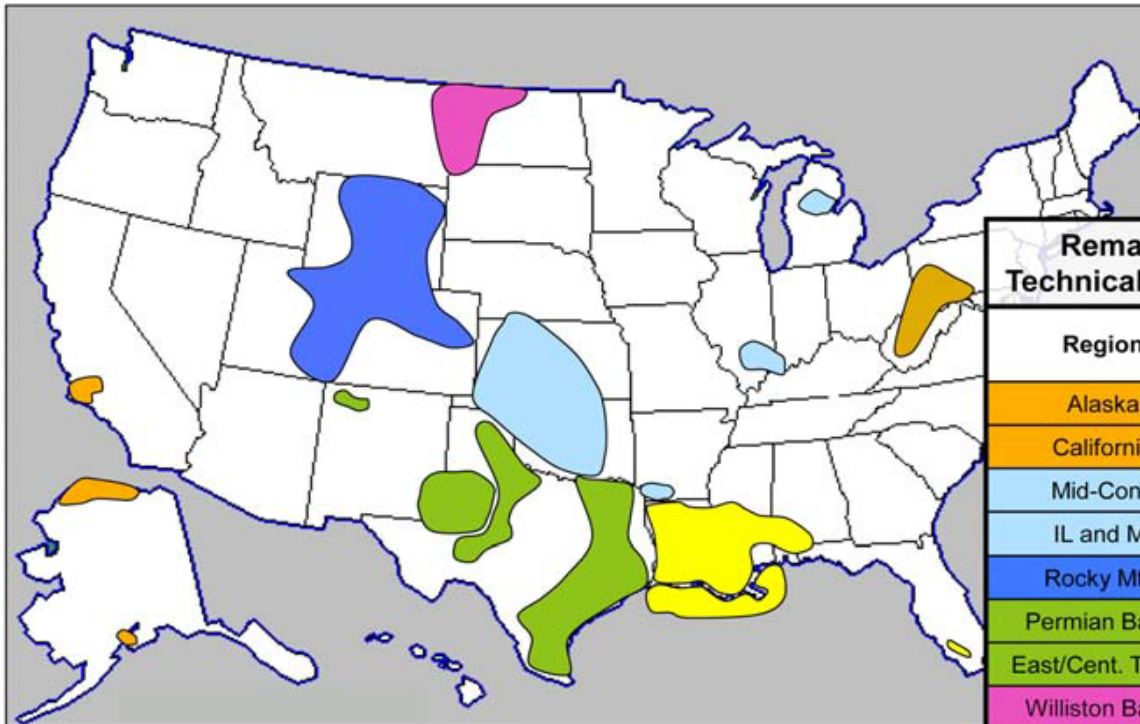
EXPANSIÓN RECIENTE DEL SUMINISTRO NATURAL DE CO₂ PARA EOR



Source: Kinder Morgan 2014



POTENCIAL DE RECOBRO CON CO₂-EOR EN EEUU



Source: ARI, February 2009

Remaining Oil in Place and Technically Recoverable Oil (BBIs)		
Region	ROIP*	Technically Recoverable
Alaska	45.0	12.4
California	57.3	6.3
Mid-Cont.	65.6	10.6
IL and MI	11.5	1.2
Rocky Mts.	22.6	3.9
Permian Basin	61.7	15.9
East/Cent. Texas	73.6	17.6
Williston Basin	9.4	2.5
Gulf Coast	27.5	7.0
LA Offshore	15.7	5.8
Appalachia	10.1	1.6
Total	400	84.8

* Remaining Oil in Place

Producible if costs, oil price and risks justify investment

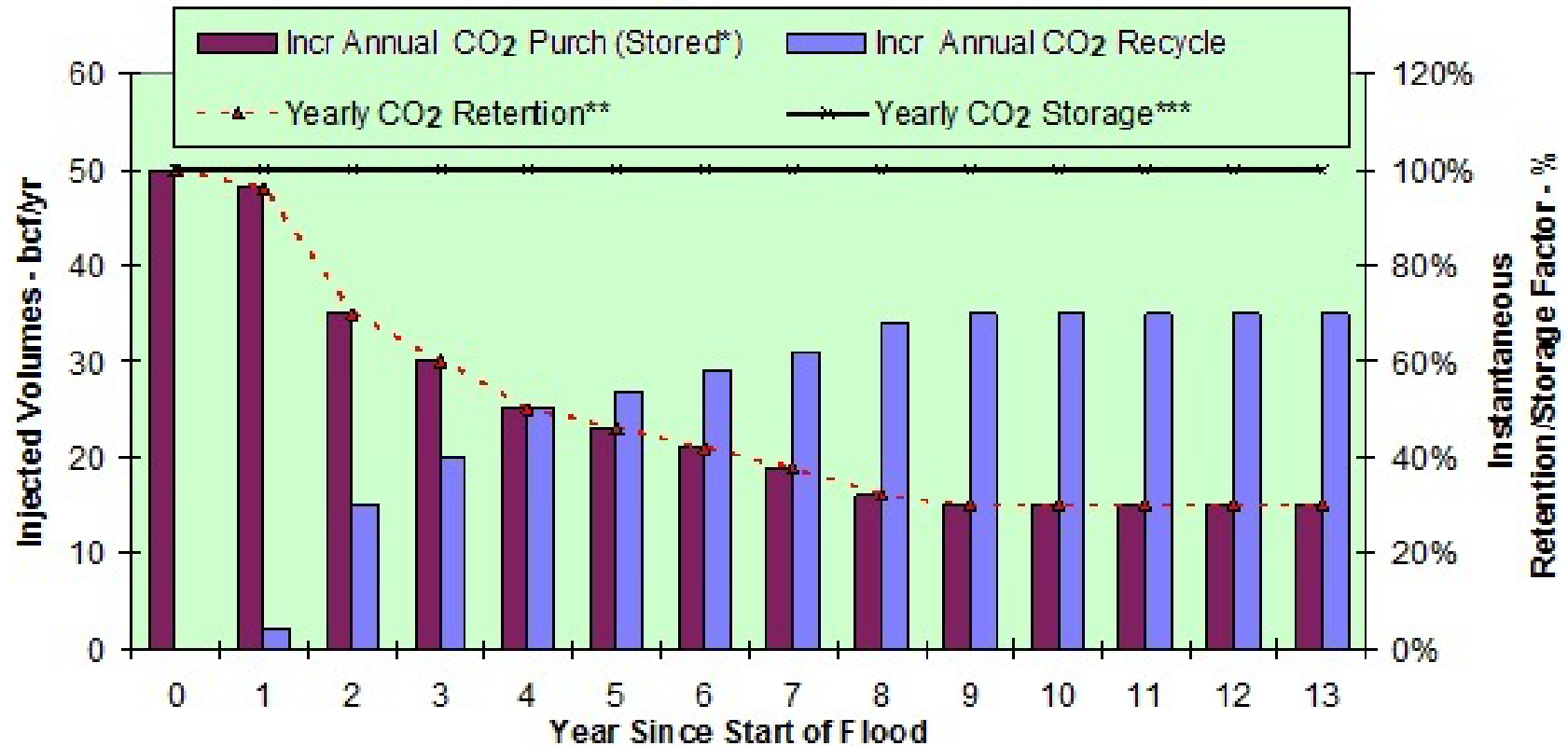
PROYECTOS ACTUALES DE EOR EN VENEZUELA

Country and area	Operator	Type project	Field	Start date	Area, acres	No. wells prod.	No. wells inj.	Pay zone	Formation	Porosity, %
Venezuela										
Maturin, Campo Mulata	PDVSA E&P	HC miscible	Carito Central	12/96	12,000	45	10	Naricual	S	8-20
Maturin, Campo Mulata	PDVSA E&P	HC miscible	Carito Oeste	11/97	9,500	26	5	Naricual	S	10-20
Maturin, Campo Furrial	PDVSA E&P	HC miscible/ water	Furrial	8/98	36,769	102	43	Naricual	S	15
Maturin, Campo Furrial	PDVSA E&P	AGA	Furrial	8/98	43	1	1	Naricual	S	13-15
Maturin, Campo Furrial	PDVSA E&P	Surfactant	Furrial	12/01	634	1	1	Cretaceo	S	12
Maturin, Campo Orocuai	PDVSA E&P	Steam	Orocuai	5/00	22,776	35	12	R (R ORS 04)_S (S ORS 01)	US	30
Anzoategui	PDVSA E&P	Combustion	Bare	4/10	1,200					
Anzoategui	PDVSA E&P	Steam	Bare (F.O)	3/85	16,452	55	48	U1,3(YAC. MFB-53)	US	31.9
Anzoategui	PDVSA E&P	Steam	Bare (F.O.)	3/87	8,066	66	65	U2,3(YAC. MFB-23)	US	28.6
Anzoategui	PDVSA E&P	Steam-SAGD	Bare	8/06	300	1	1	30	US	25
Anzoategui	PDVSA E&P	Steam-SAGD	Bare	10/09	250	1	1	80	US	30
Anzoategui	PDVSA E&P	Steam	Arecuna (F.O.)	2/85	1,668	5	5	5	US	30.7
Anzoategui	PDVSA E&P	Steam	Arecuna (F.O)	12/83	1,544	15	15	T(YAC.MFA-52)	US	30.6
Anzoategui	PDVSA E&P	Steam	Melones	07/83	39,909	42	42	U1,3(YAC. MM-407)	S	30
Anzoategui	PDVSA E&P	Steam	Melones	10/83	26,249	53	53	S5,T (YAC. MM-412)	S	28
Campo Cerro Negro	PDVSA E&P	Steam	B.E.P.-Cerro Negro	1984	49,090	186		Monichal-Memb.	S	35
Campo Jobo	PDVSA E&P	Steam	Jobo	12/69	25,410	88		Jobo Member	S	31
Campo Jobo	PDVSA E&P	Steam	Jobo-P.E.T.C.	8/85	267	17		Monichal	S	30
Campo Jobo	PDVSA E&P	Steam	Jobo	12/69	34,099	301		Monichal	S	30
Campo Pilon	PDVSA E&P	Steam	West Pilon	12/69	1,065	8		Oficina-1	S	31
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Bachaquero Lago	12/80	343	2		Bachaquero Superior	S	23
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Lagunillas Lago	2/71	9,343	522	2	Bachaquero	S	34
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Tia Juana	2/70	1,692	25		Lagunillas Inferior	S	31
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Lagunillas	4/65	420	59		U.L.H.	S	35
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Lagunillas	8/64	76	7		L.L.	S	33.7
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Lagunillas	7/67	618	54		U.L.H.	S	35
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Lagunillas	1/70	3,025	147		L.L.	S	33.7
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Lagunillas	4/70	2,565	220		U.L.H.	S	35
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Lagunillas	8/70	2,114	175		U.L.H.	S	35
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Lagunillas	11/79	3,101	261		L.L.	S	33.7
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Lagunillas	10/80	3,565	297		U.L.H.	S	35
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Bachaquero	11/84	7,795	640		Post-Eocene	S	33.5
Zulia	PDVSA E&P	Steam	East Tia Juana	4/59	341	32		L.L.	S	33.5
Zulia	PDVSA E&P	Steam	East Tia Juana	2/61	35	7		L.L.	S	38.1
Zulia	PDVSA E&P	Steam	East Tia Juana	9/64	411	36		L.L.	S	38
Zulia	PDVSA E&P	Steam	East Tia Juana	5/68	2,755	201		L.L.	S	38.1
Zulia	PDVSA E&P	Steam	East Tia Juana	8/68	3,218	250		L.L.	S	38.1
Zulia	PDVSA E&P	Steam	East Tia Juana	12/68	1,961	168		L.L.	S	38
Zulia	PDVSA E&P	Steam	East Tia Juana	3/69	1,768	145		L.L.	S	38.1
Zulia	PDVSA E&P	Steam	East Tia Juana	8/69	1,642	148		L.L.	S	38.1
Zulia	PDVSA E&P	Steam	East Tia Juana	12/69	392	36		L.L.	S	38.1
Zulia	PDVSA E&P	Steam	East Tia Juana	11/74	1,848	135	21	L.L.	S	38.1
Zulia	PDVSA E&P	Steam	East Tia Juana	9/86	1,380	144		L.L.	S	36
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Main Tia Juana	10/63	867	82		L.L.	S	38.1
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Main Tia Juana	6/66	144	15		L.L.	S	38.1
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Main Tia Juana	7/67	1,291	114		L.L.	S	38.8
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Main Tia Juana	7/67	1,500	134		L.L.	S	38.1
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Main Tia Juana	10/67	2,323	197		L.L.	S	38.1
Zulia	PDVSA E&P	Steam	Main Tia Juana	10/67	1,286	86		L.L.	S	38.1

Oil and Gas Journal, 2014

QUEDA EL CO₂ ALMACENADO DURANTE EL EOR? SI!

Example CO₂ Purchase Vs. Recycle Volumes During the Early Years of a Large Permian Basin Flood



COMENTARIOS FINALES...

- Existen volúmenes masivos de petróleo “técnicamente atrapado” que se puede recuperar a través de CO₂-EOR.
- La industria petrolera tiene amplia experiencia inyectando gases, tales como el metano y el CO₂, en formaciones geológicas de manera segura.
- El EOR puede pavimentar el camino hacia la implementación a gran escala de tecnologías de CCS.

Preguntas?