

SELEÇÃO DE MATERIAIS PARA POÇOS INJETORES DE CO₂ ANTROPOGÊNICO

- COMPORTAMENTO MECÂNICO E RESISTÊNCIA À CORROSÃO DE AÇOS SOB CO₂ COM IMPUREZAS

Rio de Janeiro - LNDC – 3 Abril 2023
Guillaume NÉEL

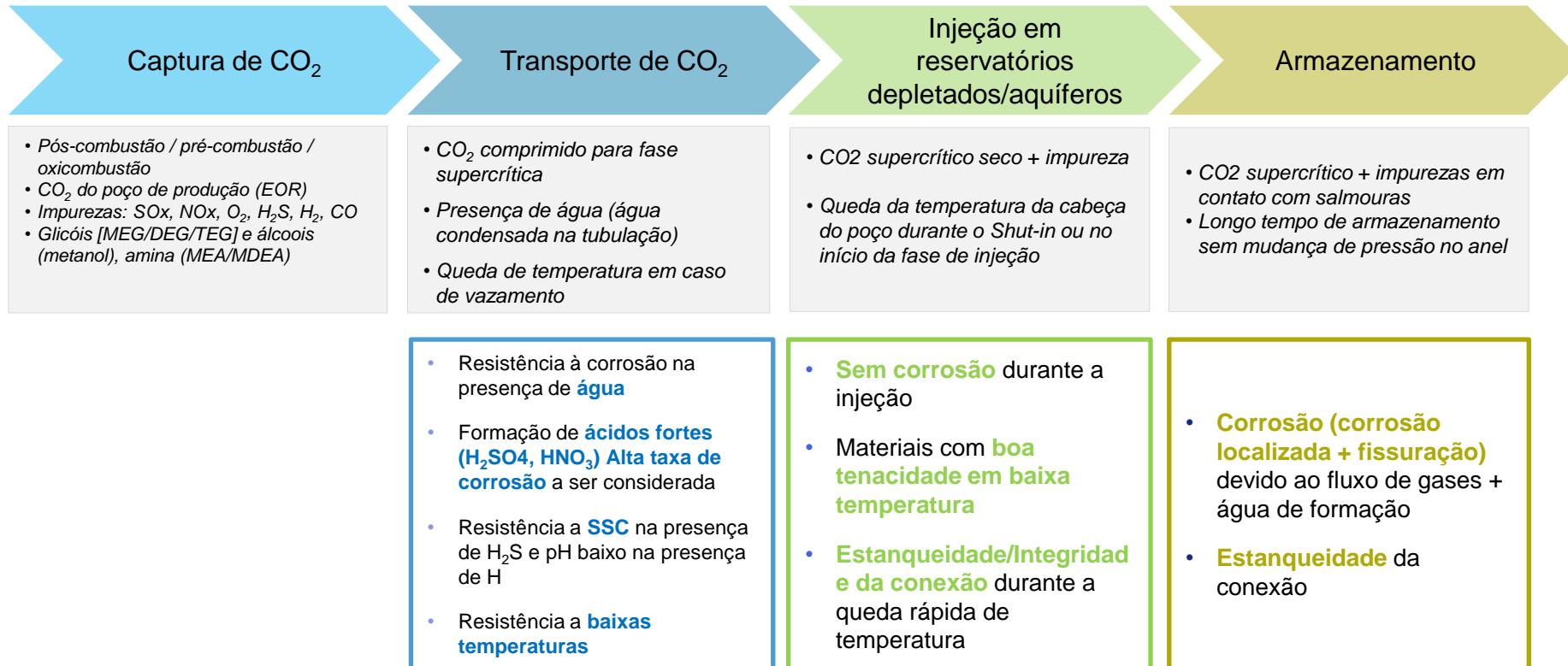
RESUMO

- ▶ Modos de falhas: As principais diferenças entre **O&G e CCS**
- ▶ Seleção de material para injeção e armazenamento: quais os **dados chaves** a serem considerados para realizar o estudo de seleção de material e testes de qualificação
 - Corrosão: quais mecanismos & como testar?
 - Baixa temperatura: Charpy nas ligas OCTG
- ▶ Poço de injeção de CCUS: um **Estudo de Caso** no Mar do Norte



MODOS DE FALHAS: DIFERENÇAS COM O&G

AVALIAÇÃO DE RISCO PARA SELEÇÃO DE MATERIAIS E CONEXÃO



PRINCIPAIS DESAFIOS: BAIXA TEMPERATURA + IMPUREZAS COM ÁGUA



Corrosão por CO₂

Fragilização a baixa temperatura e fratura dúctil

Fissuração pelo H₂S

SCC / corrosão localizada em inoxidáveis



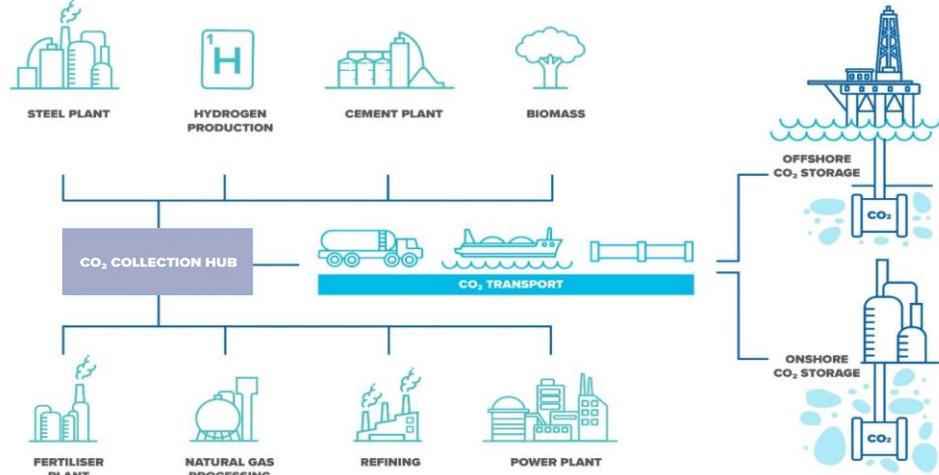
Alta taxa de corrosão com presença de SO₂ e NO₂

Fragilização a baixa temperatura e fratura dúctil até -80°C

Fissuração pelo H₂S em pH baixos

SCC / corrosão localizada em inoxidáveis com O₂

CCUS – IMPUREZAS NO CO₂



CCUS hub and cluster network. Credit: Global CCS Institute

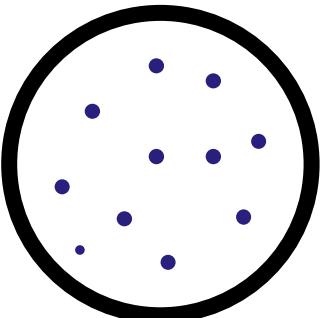
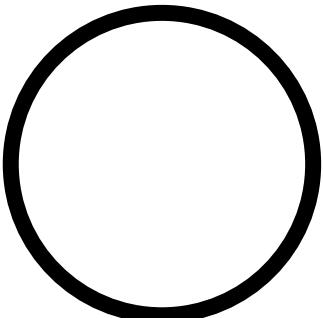
- CO₂ & H₂O: guia a seleção de materiais “básica”
- H₂S: orienta para materiais que resistem ao SSC (Sulfide Stress Cracking)

- O₂: aumenta o risco de pitting
- SO₂ e NO₂: tornam o meio mais ácido
- CO ou H₂ podem impactar significativamente a corrosividade do ambiente.

PARÂMETRO-CHAVE NA CORROSÃO: PRESENÇA DE ÁGUA LIVRE

CO₂ denso

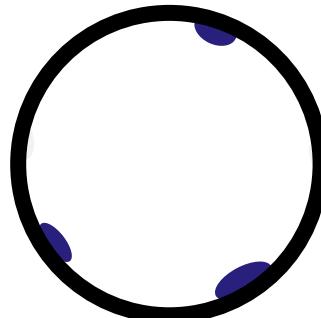
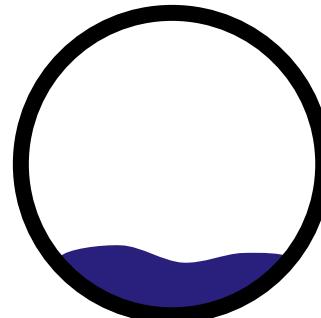
Sem agua ou agua < limite de solubilidade



No corrosion

CO₂ denso

agua > Limite de solubilidade



Corrosion

IMPACTOS DAS IMPUREZAS SOBRE A CORROSÃO CO₂

► Fluxo de CO₂:

- Impurezas impactam o diagrama do CO₂

DIAGRAMA DE CO₂ AFETADO PELAS IMPUREZAS

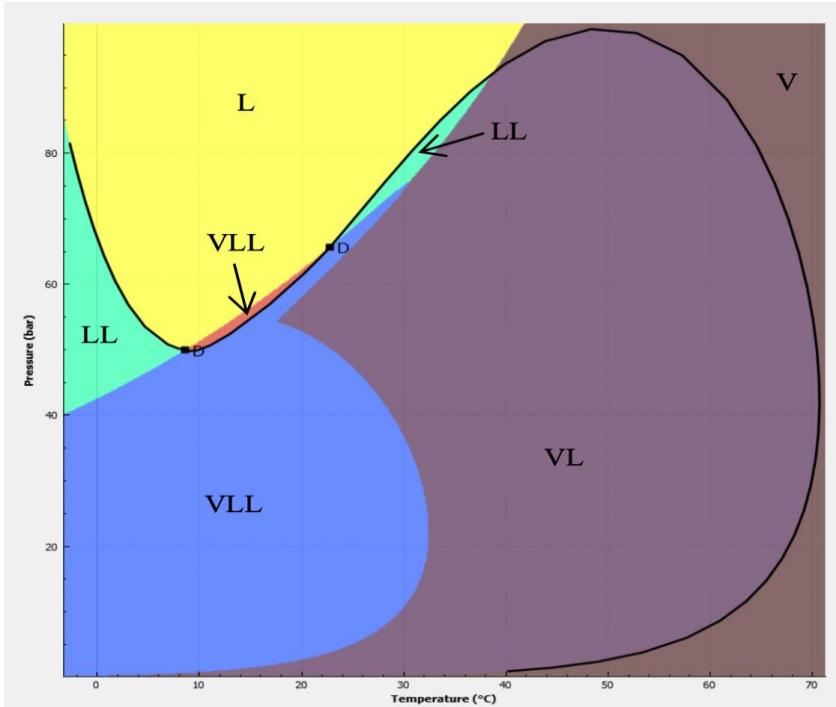
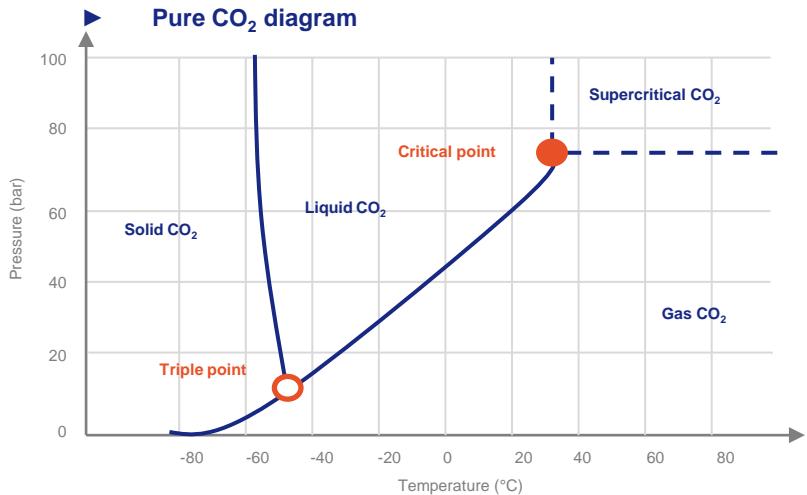


Diagrama do CO₂ com varias impurezas (H₂O, TEG, Amine) – PACE CCS

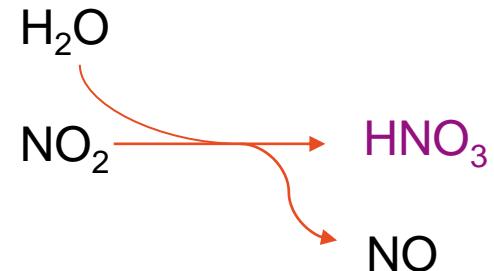
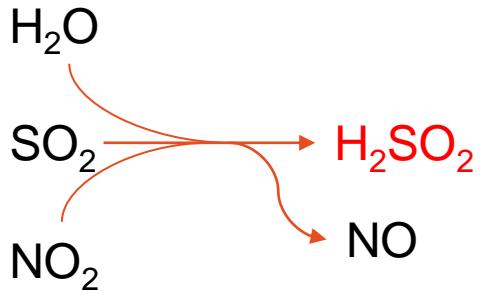
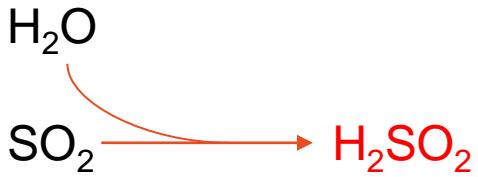
NA PRESENÇA DE IMPUREZAS, NOVA FASE LÍQUIDA + MUDANÇA NO DIAGRAMA DE FASES

PRINCIPAL DIFERENÇA ENTRE O&G E CCS

► Fluxo de CO₂:

- Impurezas impactam o diagrama do CO₂
- Impurezas podem reagir

COMO LIDAR COM IMPUREZAS?



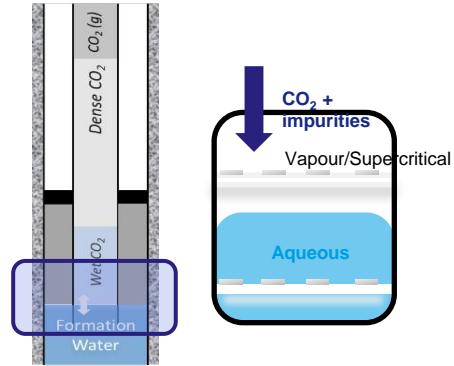
IMPUREZAS REAGEM E FORMAM SUBPRODUTOS QUE AFETAM A CORROSÃO

PRINCIPAL DIFERENÇA ENTRE O&G E CCS

► Fluxo de CO₂:

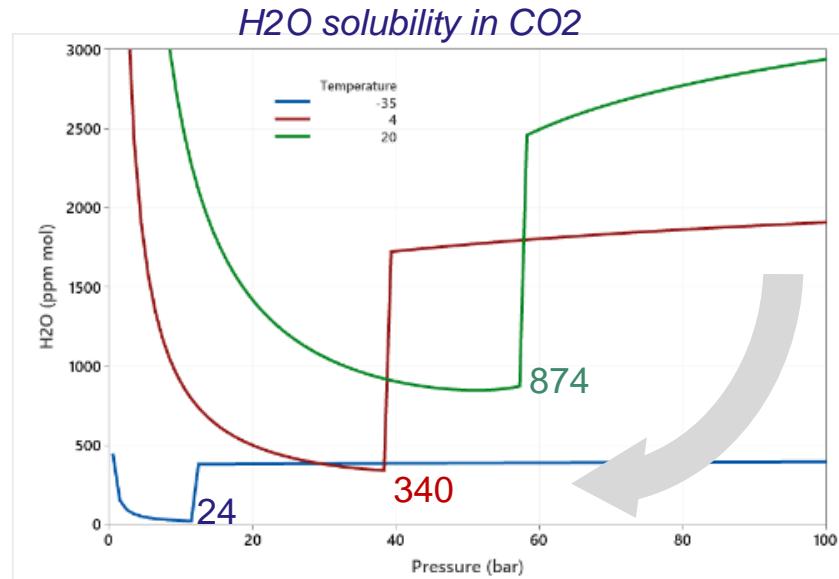
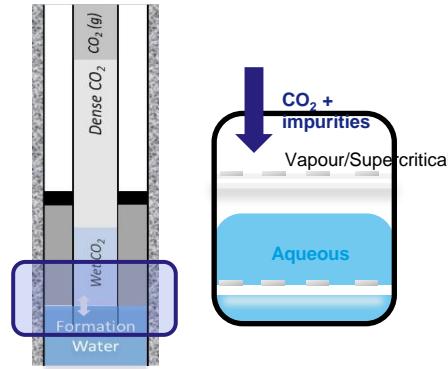
- Impurezas impactam o diagrama do CO₂
- Impurezas podem reagir

► Materiais podem ser expostos tanto na fase aquosa que densa.



PRINCIPAL DIFERENÇA ENTRE O&G E CCS

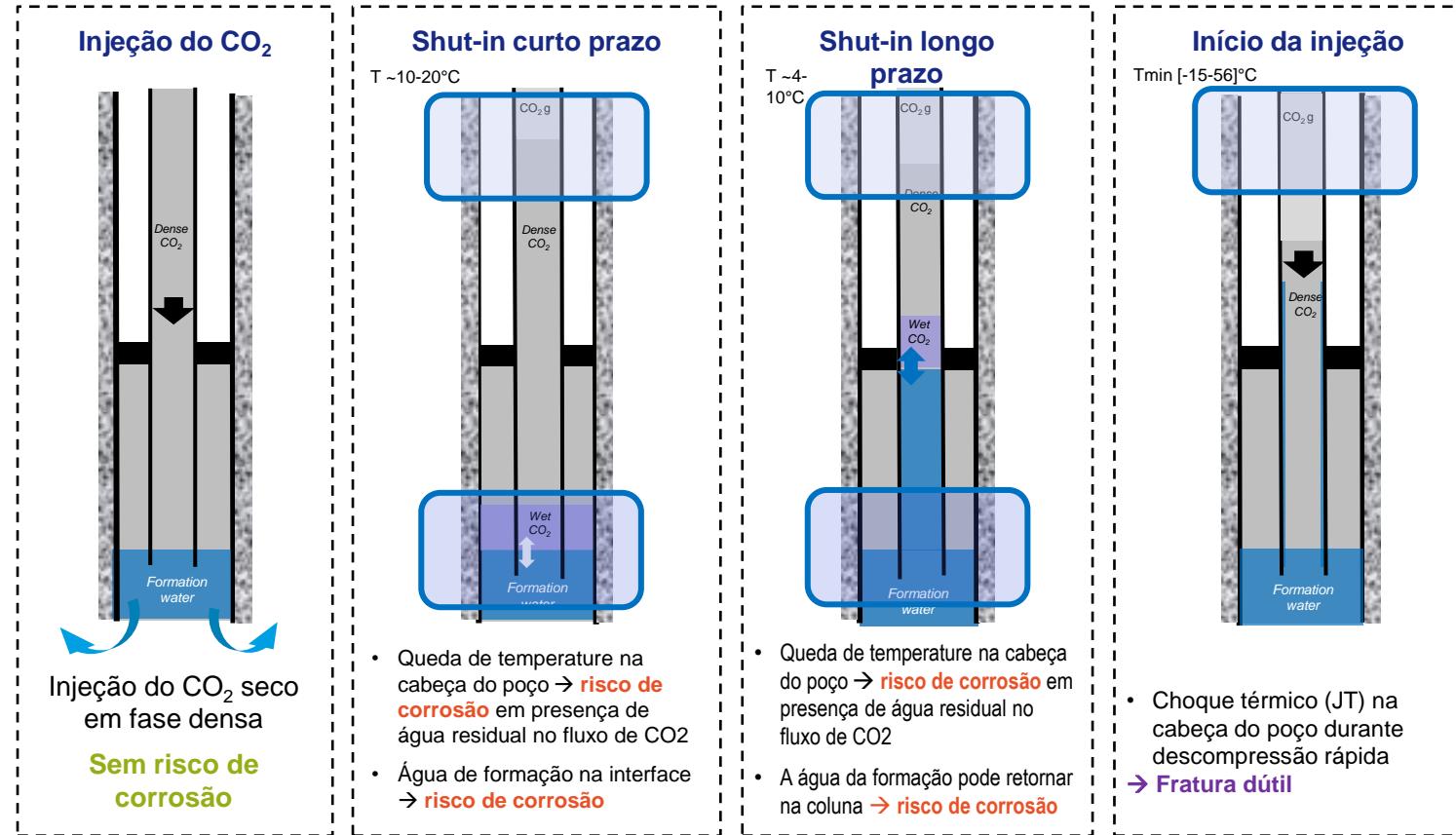
- ▶ Fluxo de CO₂:
 - Impurezas impactam o diagrama do CO₂
 - Impurezas podem reagir
- ▶ Materiais podem ser expostos tanto na fase aquosa que densa.
- ▶ Variação de temperatura e pressão impactam o limite de solubilidade da agua no CO₂





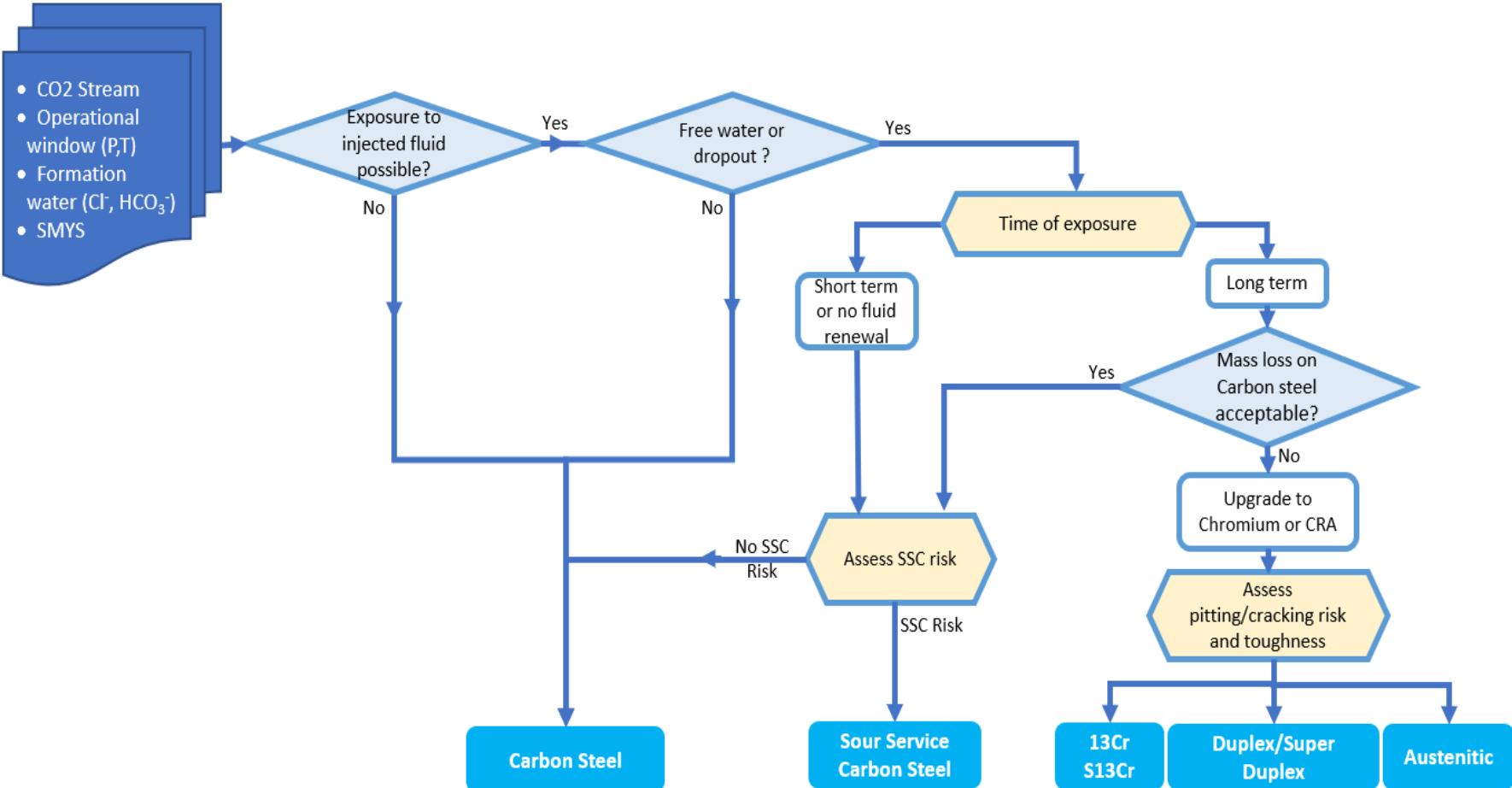
INJEÇÃO E ARMAZENAMENTO: SELEÇÃO DE MATERIAL

ETAPAS DA INJEÇÃO



OS RISCOS PRINCIPAIS DE CORROSÃO SÃO ESPERADOS DURANTE SHUT-IN E ESTOCAGEM DE LONGO PRAZO

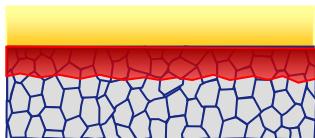
FLUXOGRAMA DE SELEÇÃO DE MATERIAIS



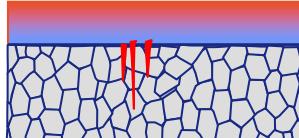
CORROSÃO DURANTE A INJEÇÃO E ARMAZENAMENTO

MECANISMOS DE CORROSÃO DE AÇOS DE ALTA LIGA

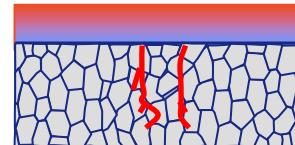
Corrosão uniforme



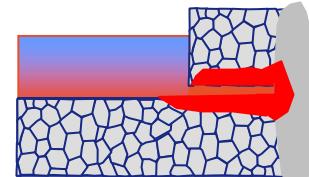
Corrosão por pite



Corrosão sob tensão



Corrosão por frestas



MECANISMO DE CORROSÃO DE AÇOS LIGADOS ESTÁ RELACIONADO À INTEGRIDADE DO FILME PASSIVO

MECANISMOS DE CORROSÃO DE AÇO DE ALTA LIGA E NORMAS

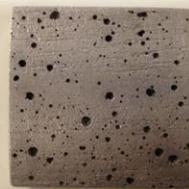
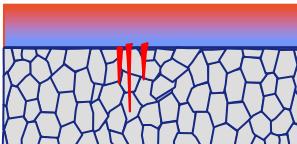
Corrosão uniforme



Mass loss/pitting coupon

NACE TM0169

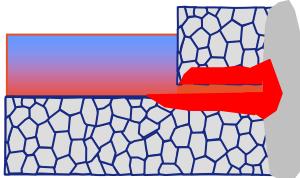
Corrosão por pite



Mass loss/pitting coupon

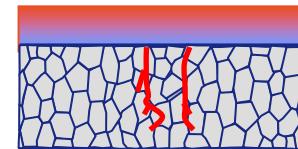
NACE TM0169

Corrosão por frestas



ISO 18070

Corrosão sob tensão



4PB
TM 316

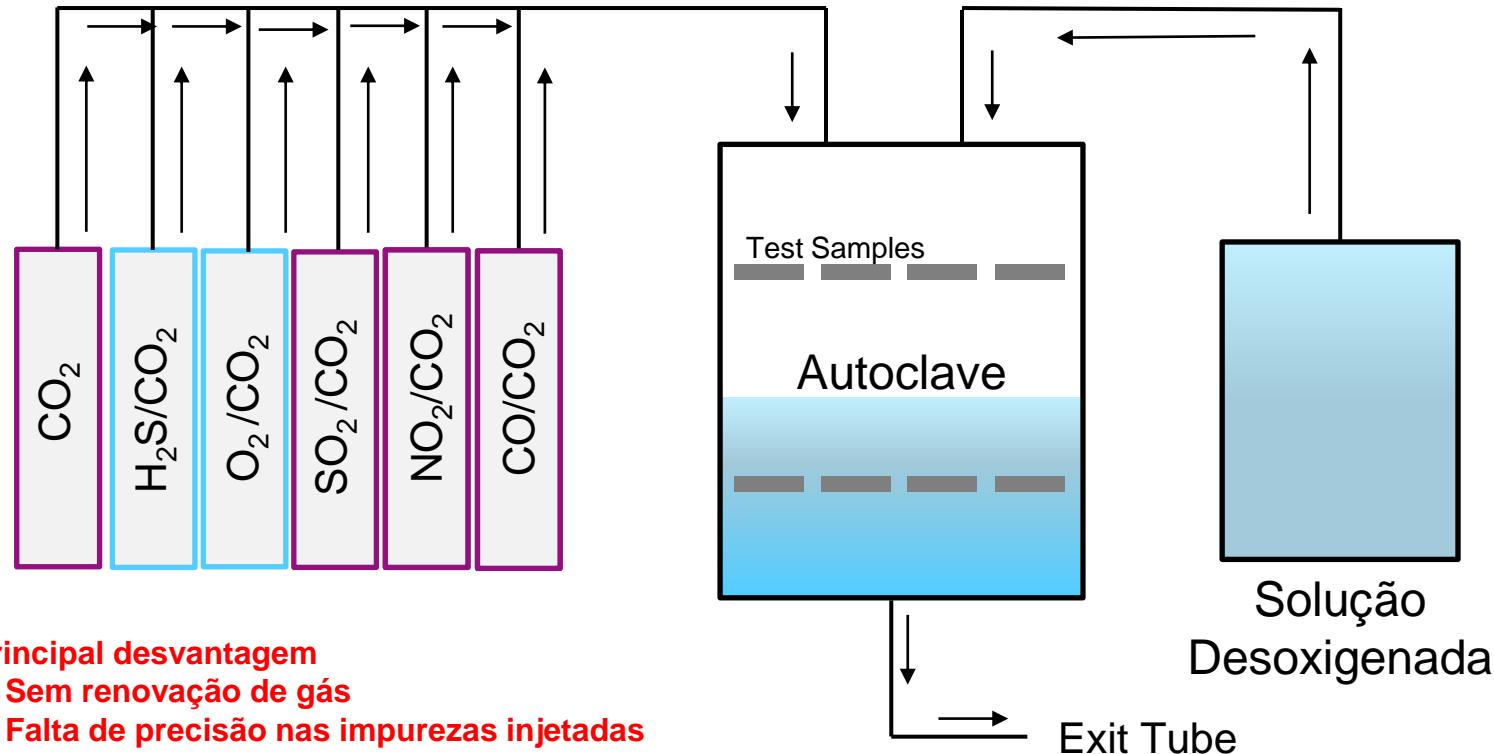
Mini Ring
TM0177 method A

NACE TM0177, NACE TM316,
NACE TM 198

NENHUMA NORMA DEDICADO AO TESTE EM AMBIENTE CCS
PROGRAMA DE QUALIFICAÇÃO REFERE-SE AOS PRINCIPAIS NORMAS O&G

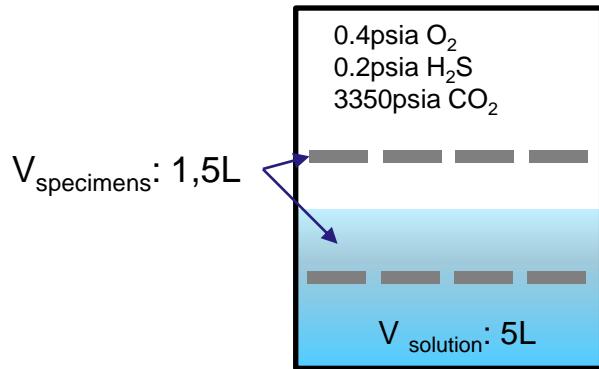
EXEMPLO DE SETUP EXPERIMENTAL

Esquema da montagem Experimental

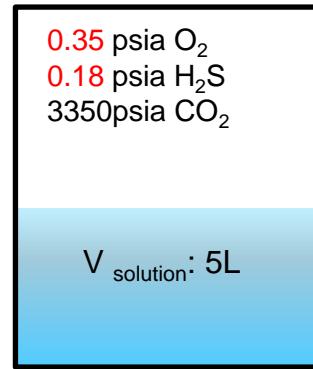


IMPORTÂNCIA DO VOLUME EM EQUILÍBRIO

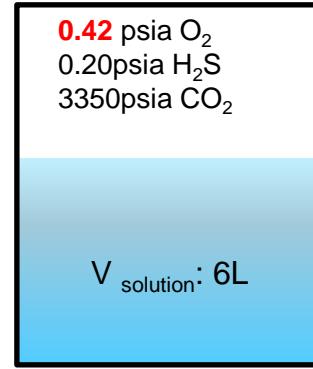
V_{autoclave}: 10L



V_{autoclave}: 10L



V_{autoclave}: 10L



	Base Case	With higher gas/brine ratio	With lower gas/brine ratio
1,3% O ₂ /CO ₂	1.9 bar/27.5psi	1.9 bar/27.5psi	1.9 bar/27.5psi
1% H ₂ S/CO ₂	3.4 bar/49.3psi	3.4 bar/49.3psi	3.4 bar/49.3psi
DOC (ppm)	0.482		
D _{H2S} (ppm)	4.499		
Total O ₂ (mol)	6.39478e-3		
Total H ₂ S (mol)	3.81966e-3		

IMPACTO DA RELAÇÃO GÁS/SOLUÇÃO NA QUANTIDADE DE GÁS A SER ADICIONADA
IMPORTÂNCIA DE CONSIDERAR AMOSTRAS E VOLUME DE SUPORTES

QUAL POLÍMERO PARA TESTE?

► Resultado insatisfatorio com Teflon e PVC

- **Variação dimensionais** com CO₂s
- Perda das **propriedades mecanicas**



Supporto de amostras em Teflon depois de exposição com CO₂s em 120°C

► Boa experiencia com PVDF em presencia de CO₂s + H₂S + O₂

Litterature⁽³⁾

Polymer	Effect of CO ₂
PTFE	(-) High CO ₂ uptake, moderate swelling
PVDF	(--) High CO ₂ uptake, high swelling
HDPE	(+) moderate CO ₂ uptake
PA	(++) Low CO ₂ uptake
NBR	(-) Moderate CO ₂ uptake and swelling
EPDM	(++) Low CO ₂ uptake and swelling

PVC E PTFE DEVEM SER EVITADOS

SOLUÇÃO ALTERNATIVA COMO O POLÍMERO PEEK OU CONTATO METAL/METAL A SER CONSIDERADA

⁽³⁾ Effects of CO₂ on polymeric materials in the CO₂ transport chain: A review, International Journal of Greenhouse Gas Control 94 (2020) 102930

BAIXA TEMPERATURA

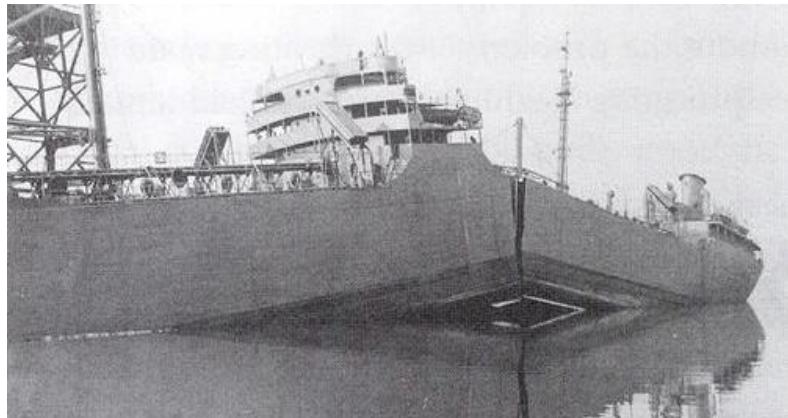
COMPORTAMENTO EM BAIXA TEMPERATURA

► Quando utilizados em baixa temperatura, os aços devem possuir:

- Boa ductilidade:
- Boa tenacidade:

?

?



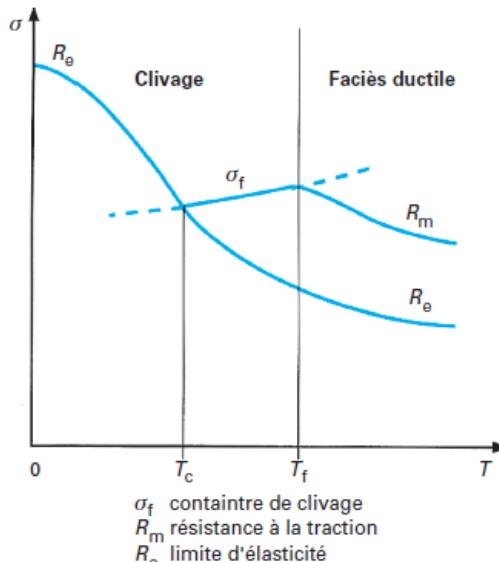
Picture of SS Schenectady

Foi a introdução do navio totalmente soldado na 2^a Guerra Mundial que mostrou o quanto sério pode ser o problema da fragilidade do frio, mesmo em temperaturas próximas ao ambiente:

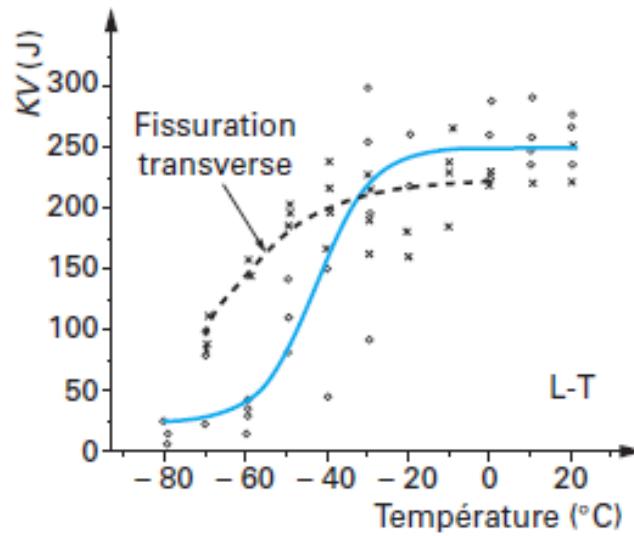
O SS Schenectady de repente quebrou ao meio, enquanto atracava tranquilamente no porto de Portland.

COMPORTAMENTO EM BAIXA TEMPERATURA

- Normalmente, à medida que a temperatura cai abaixo de 0°C, a dureza, o limite de escoamento, a resistência à tração e o módulo de elasticidade de um metal aumentam, mas a **ductilidade diminui**.



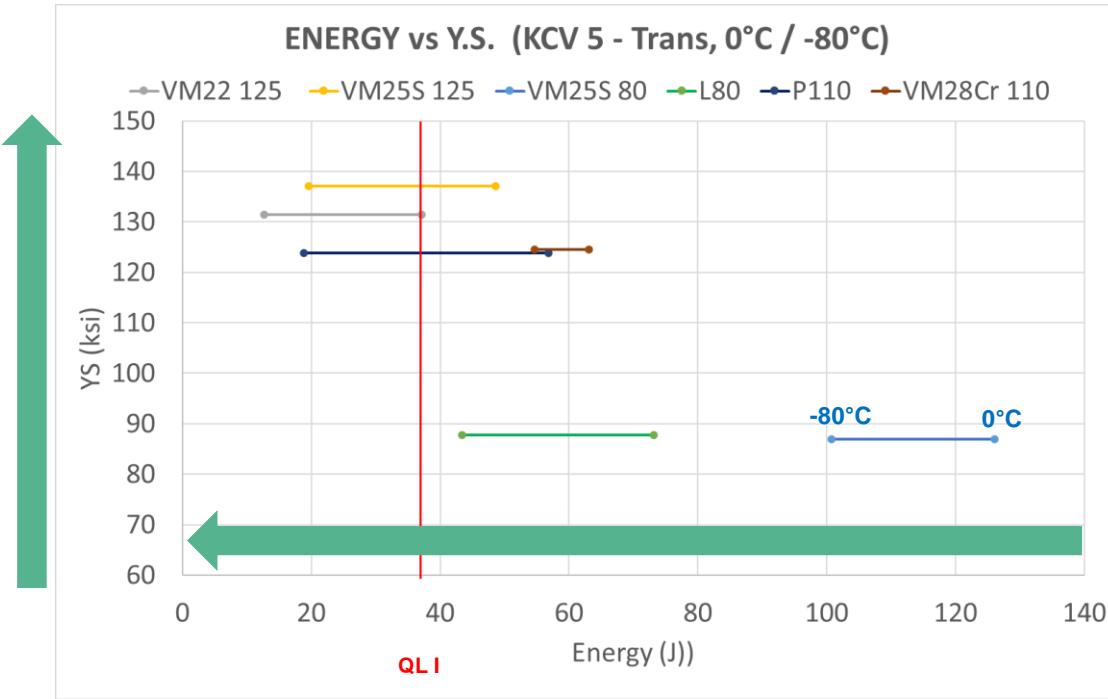
Davidenkov diagram showing ductile-to-brittle transition on tensile test



Ductility transition on a C-Mn steel

COMPORTAMENTO EM BAIXA TEMPERATURA

- À medida que a temperatura cai abaixo de 0°C, HRC, LE e LR aumentam, mas a **ductilidade diminui**



Charpy conforme ASTM E23 no sentido transversal de 0°C a -80°C

- Conduzido por:
 - Material
 - » Elementos de liga
 - » Microestrutura
 - » Elementos residuais
 - » Micropureza
 - Fabricação
 - » Tratamento térmico
 - » Trabalho a frio

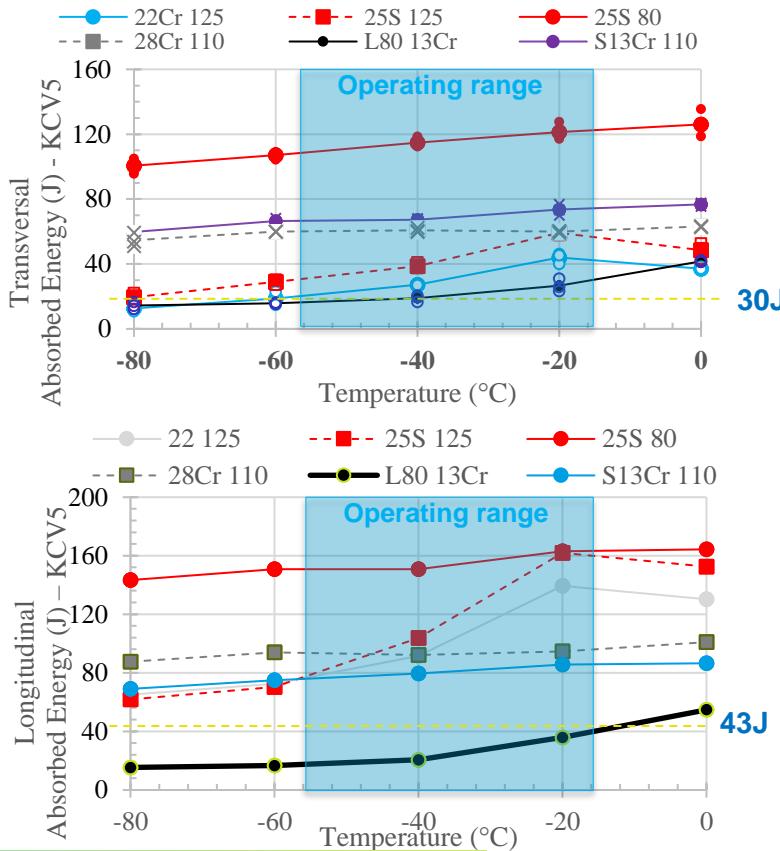
PARA A MAIORIA DAS LIGAS METÁLICAS, COM ESPESSURA FIXA, QUANTO MAIOR O LE, MENOR A TENACIDADE.

IMPACTO DO PROCESSO NA TENACIDADE

- Charpy conforme ASTM E23 no sentido transversal e longitudinal

Material	Grade	Tube	AYS
	[ksi]	OD x Wt [mm]	[ksi]
Austenitic	27-31-4	110	178,9x10,36
	25-7-4 SA	80	204 X 25.59
Super Duplex	25-7-4 CW	125	179 X 10.36
	22-5-3 CW	125	114 X 10.92
Duplex	13-5-2	110	177.8 X 10.36
	13Cr L80	80	304.2 X 30.1
MSS			

- 13Cr L80 (martensítico c/ alto carbono): não deve ser usado abaixo 0°C
- S13Cr (13-5-2) – martensítico baixo carbono: até -35°C
- DSS(22-5-3) SDSS (25-7-4) – material de fase duplex de baixo carbono com ilhas de ferrite em matriz austenítica.
 - amplamente utilizado para aplicação até -46°C
 - Processo SA (80ksi) pode ser usado em -80°C
- 28Cr (27-31-4) – baixo carbono, material austenítico (FCC), com melhor ductilidade e sem transição dúctil/frágil. Pode ser usado a -80°C mesmo CW.



**TENACIDADE MUITO BOA EM DUPLEX/SUPER DUPLEX SA
L80 13CR NÃO RECOMENDADO PARA USO EM BAIXAS TEMPERATURAS**



SELEÇÃO DE MATERIAIS E TESTES DE QUALIFICAÇÃO

UM ESTUDO DE CASO NO MAR DO NORTE

AMPP C2024-21062

INTRODUÇÃO

- ▶ Um operador de O&G está atualmente avaliando a viabilidade de injetar CO₂ em reservatórios de gás depletados como parte de desenvolvimento de um projeto de captura e armazenamento na área L10, localizado no Mar do Norte holandês.
- ▶ O objetivo é apresentar o trabalho colaborativo realizado para avaliar a adequação de materiais em um ambiente supercrítico de CO₂ na presença de impurezas.
- ▶ Um programa completo de ensaios foi realizado para avaliar os principais riscos de corrosão associados à aplicação:
 - Sulfide Stress Cracking (SSC), Corrosão sob tensão (SCC), festas e perda de massa,
 - em 4 materiais metálicos diferentes, aço carbono de baixa liga (N80Q), UNS S41426 (S13Cr), UNS S31803 (22Cr), UNS S32760 (25CrS).



Source: L10 Area CCS development, Dutch North Sea

AMBIENTE

► Fluxo de CO₂

Gas	Concentration (ppm)
SO ₂	30
NO ₂	30
H ₂ S	10
O ₂	50
CO ₂	Bal

Test Gas A

Gas	Concentration (ppm)
SO ₂	30
NO ₂	30
H ₂ S	10
CO ₂	Bal

Test Gas B

Gas	Concentration (ppm)
SO ₂	30
NO ₂	30
O ₂	50
CO ₂	Bal

► Condições do reservatório

- WH: Temperatura 24°C, Pressão 75 bars
- BH: Temperatura 105 e 120°C, Pressão 125 bar

► Águas

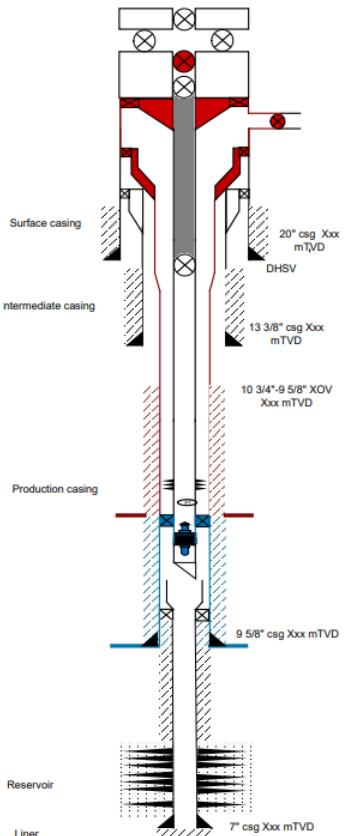
Chemical Compound	Concentration (g/L)
Calcium Chloride	210.28
Potassium Chloride	1.91
Magnesium Chloride	19.94
Magnesium Oxide	0.016
Sodium Chloride	36.09
Calcium Carbonate	0.00136

Água de Formação (FW)

Chemical Compound	Concentration (g/L)
Sodium Chloride	1.65

Água Condensada (CW)

MATERIAIS



- ▶ N80 para avaliar o potencial reuso do casing existente.
- ▶ Aço inoxidável para confirmar a resistência a corrosão do tubing de injeção.

Test Material	Type	UNS	Pipe ODxWT (mm)	YS MPa (ksi)		UTS MPa (ksi)	
S13Cr	Martensitic stainless steel	S41426	114.3x26.00	20°C	105°C	20°C	105°C
				721 (104.6)	681 (98.8)	849 (123.1)	775 (112.4)
22Cr	Duplex	S31803	114.3x10.92	20°C	90°C	20°C	90°C
				943 (136.6)	866 (125.6)	1064 (154.3)	973 (141.0)
25CrS	Super Duplex	S32760	177.8x10.36	20°C	90°C	20°C	90°C
				985 (142.9)	955 (138.5)	1048 (152.0)	955 (138.5)
N80Q	Martensitic Carbon steel	NA*	177.8x10.36	20°C		20°C	
				710 (102.8)		803 (116.5)	

*Not Applicable Where: Pipe OD – Pipe Outer Diameter Pipe WT – Pipe Wall Thickness

MATRIZ DE TESTE: CENÁRIOS CONSIDERADOS

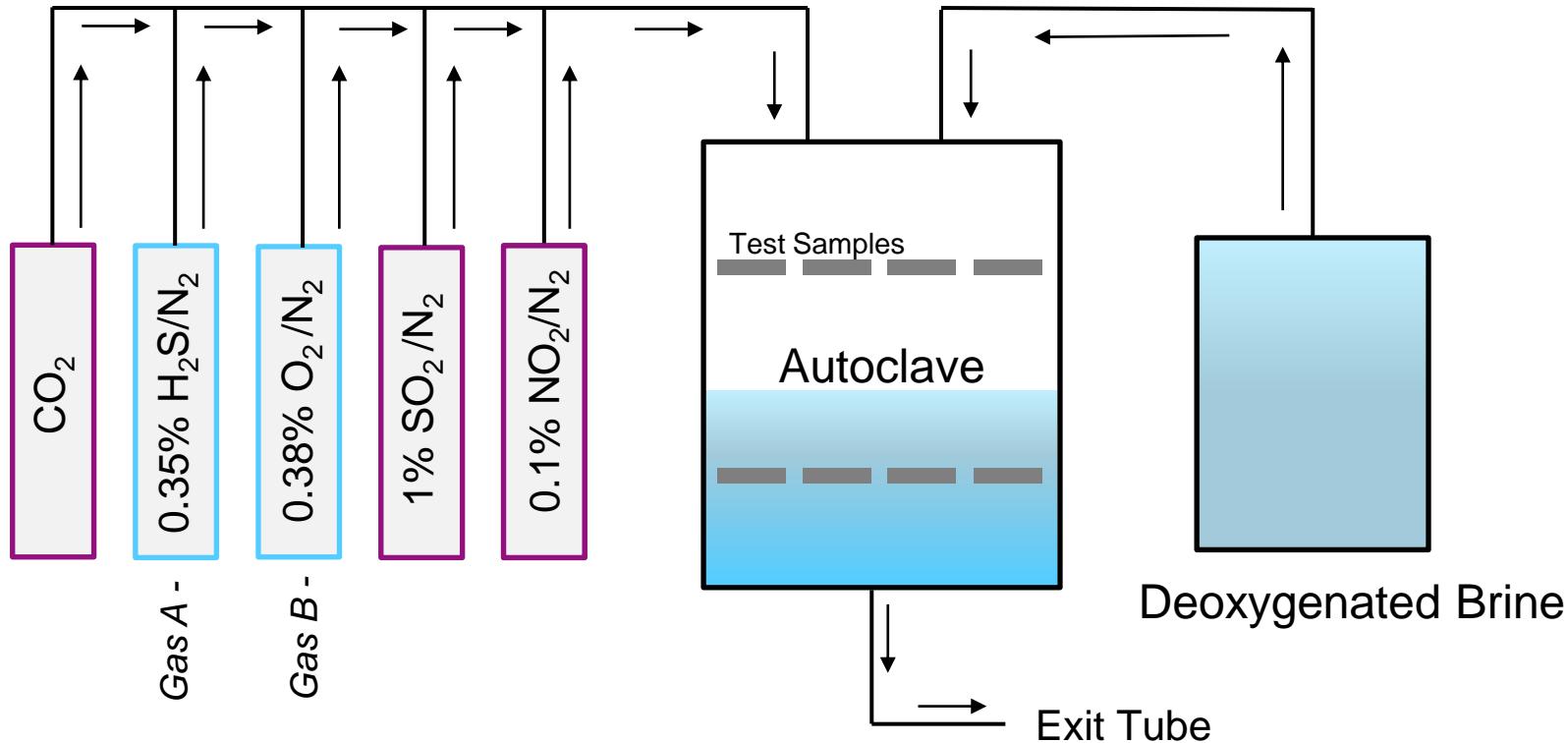
The table below details the testing scenarios for each wellbore component, based on the schematic diagram.

	Risk	Test	Test Solution	Test Gas	ppCO ₂	Test Temperature	Test duration	Stress/Torque	Test Samples
Surface casing	SSC	SSC TM 0177 Method A ⁵	FW	A – H ₂ S	75 bar	24±3°C	30 days	90% AYS	S13Cr, 22Cr, 25CrS
	SSC	SSC TM 0177 Method A ⁵	CW	A – H ₂ S	75 bar	24±3°C			
intermediate casing	General corrosion	Mass Loss	FW	A – H ₂ S	125 bar	120±3°C	30 days	-	N80Q
	General corrosion	Mass Loss	FW	B – O ₂	125 bar	120±3°C			
Production casing	Localized corrosion	Pitting ASTM G31 ⁷ / Crevice	FW	A – H ₂ S	125 bar	105±3°C	30 days	8.5 N.m	S13Cr, 22Cr, 25CrS
	Localized corrosion	Pitting ASTM G31 ⁷ / Crevice	FW	B – O ₂	125 bar	105±3°C			
Reservoir	SCC	SCC TM 316 Four Point Bending ⁶	FW	A – H ₂ S	125 bar	105±3°C	30 days	100% AYS	S13Cr
	SCC	SCC TM 316 Four Point Bending ⁶	FW	A – H ₂ S	125 bar	90±3°C			
Liner	SCC	SCC TM 316 Four Point Bending ⁶	CW	A – H ₂ S	125 bar	105±3°C	30 days	100% AYS	S13Cr
	SCC	SCC TM 316 Four Point Bending ⁶	CW	A – H ₂ S	125 bar	90±3°C			

Ref: NORSOK D010, Well integrity in drilling and well operations, revision 5, 2021

MONTAGEM EXPERIMENTAL

Esquema do Arranjo Experimental

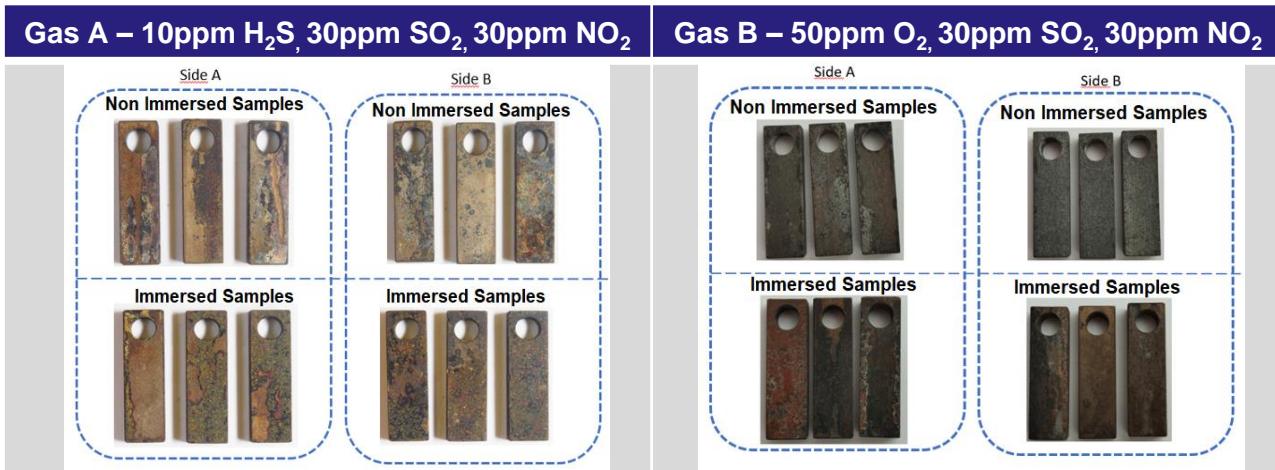
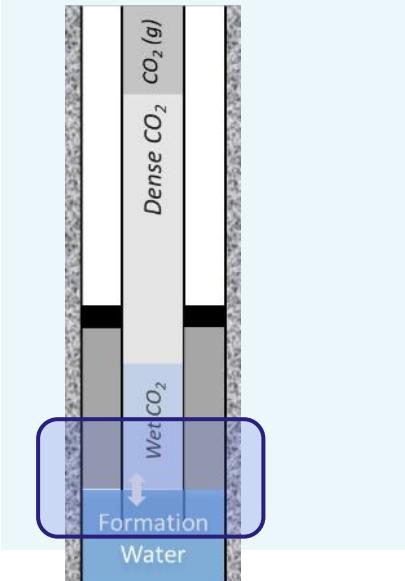


RESULTADOS

CORROSÃO GENERALIZADA NO N80 NO FUNDO DO POÇO

▶ Condições de teste

- 120°C
- 125 bar ppCO₂
- 30 days



Gas	Solution	In situ pH	Specimen	Average Corrosion rate mm/year	Conclusion
A H ₂ S	FW	2.70	Non Immersed	0.1059	Moderate Corrosion
			Immersed	0.7968	Severe Corrosion
B O ₂	FW	2.69	Non Immersed	0.0461	Moderate Corrosion
			Immersed	0.8095	Severe Corrosion

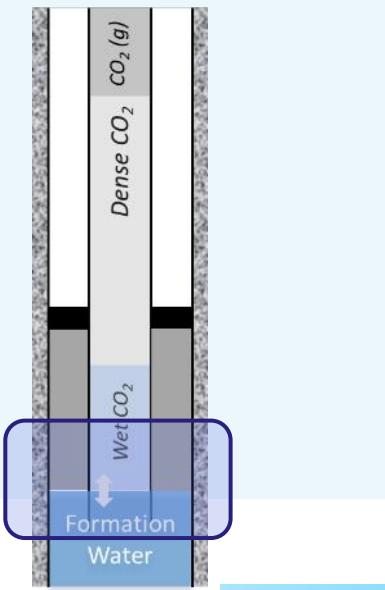
NÃO HÁ GRANDE DIFERENÇA ENTRE A CONDIÇÃO H₂S E O₂
IMPACTO SIGNIFICATIVO DA POSIÇÃO DA AMOSTRA NA TAXA DE CORROSÃO

RESULTADOS

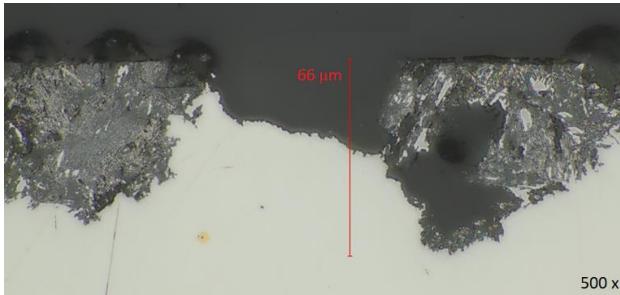
CORROSÃO LOCALIZADA NO FUNDO DO POÇO COM S13CR, 22CR, 25S

▶ Condições de teste

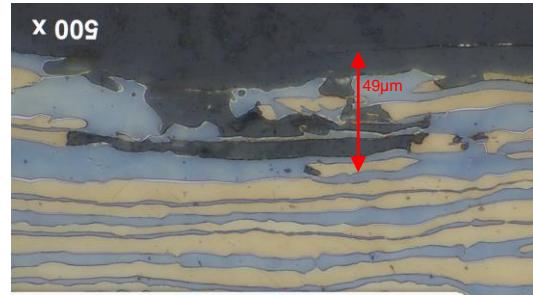
- 105°C, pH=2.66
- 125 bar ppCO₂
- 10ppm H₂S, 30ppm SO₂, 30ppm NO₂



Test	Material	Specimen	Corrosion Rate mm/year	Observation
Pitting	S13Cr	Non Immersed	0.0016	No Indication
		Immersed	0.0835	Pit - Depth 66 µm (1/3)
	22Cr	Non Immersed	0.0006	No Indication
		Immersed	0.0150	No Indication
Crevice	25CrS	Non Immersed	-0.0018	No Indication
		Immersed	0.0006	No Indication
	S13Cr	Non Immersed	0.0010	No Indication
		Immersed	0.0032	No Indication
Crevice	22Cr	Non Immersed	0.0002	No Indication
		Immersed	0.0008	Crevice - Depth 49 µm (1/3)
	25CrS	Non Immersed	-0.0014	No Indication
		Immersed	0.0000	No Indication



S13Cr deepest pit (66 µm) characterization



22Cr deepest crevice (49 µm) characterization

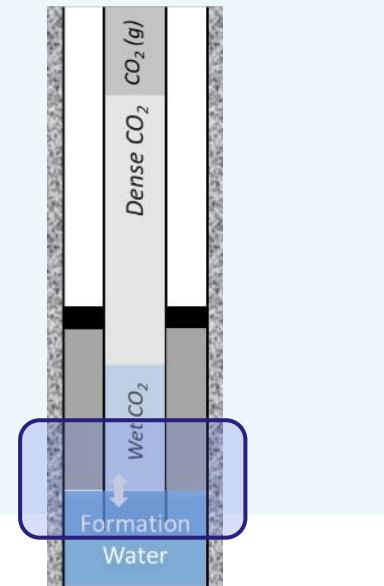
PITTING OCORREU NO S13CR IMERSO,
E FRESTA NA AMOSTRA IMERSA DE 22CR, ATRAVÉS DA DISSOLUÇÃO SELETIVA DA AUSTENITA

RESULTADOS

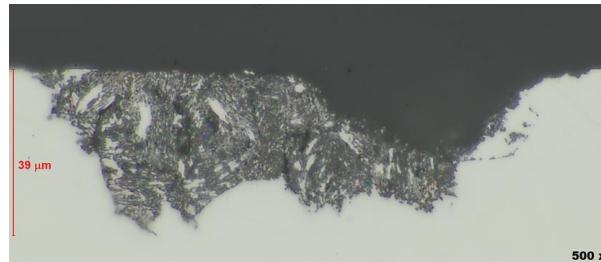
CORROSÃO LOCALIZADA NO FUNDO DO POÇO COM S13CR, 22CR, 25S

► Condições de teste

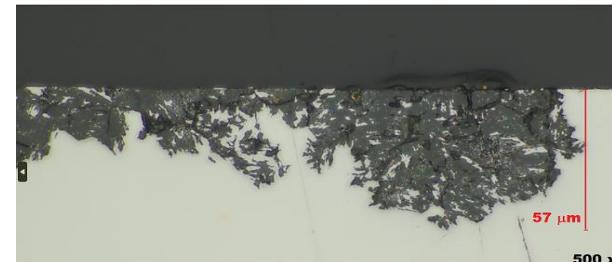
- 105°C, pH=2.66
- 125 bar ppCO₂
- 50ppm O₂, 30ppm SO₂, 30ppm NO₂



Test	Material	Specimen	Corrosion Rate mm/year	Observation
Pitting	S13Cr	Non Immersed	-0.0043	No Indication
		Immersed	0.0837	Pit Depth 39 µm (1/3)
	22Cr	Non Immersed	-0.0040	No Indication
		Immersed	-0.0013	No Indication
Crevice	25CrS	Non Immersed	0.0000	No Indication
		Immersed	0.0004	No Indication
	S13Cr	Non Immersed	0.0004	No Indication
		Immersed	0.0079	Crevice Depth 57 µm (1/3)
Crevice	22Cr	Non Immersed	-0.0015	No Indication
		Immersed	0.0006	No Indication
	25CrS	Non Immersed	0.0007	No Indication
		Immersed	0.0000	No Indication



S13Cr deepest pit (39 µm) characterization



S13Cr deepest crevice (57 µm) characterization

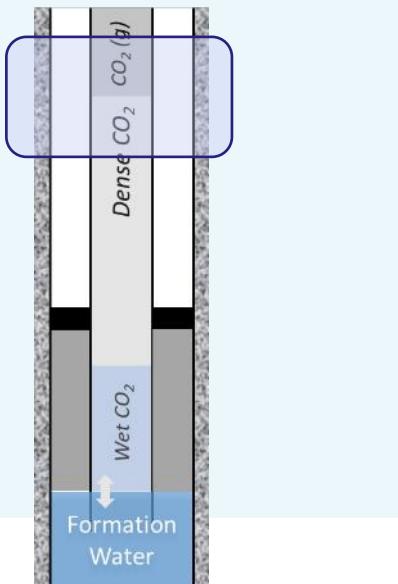
A CORROSÃO LOCALIZADA FOI OBSERVADA APENAS EM S13CR TANTO EM AMOSTRA LISA QUANTO NAS FRESTAS

RESULTADOS

SSC NA CABEÇA DO POÇO COM S13CR, 22CR, 25S

► Condições de teste

- 24°C
- 75 bar ppCO₂
- 10ppm H₂S, 30ppm SO₂, 30ppm NO₂



Material	Solution	In situ pH*	Initial pH**	Initial [O ₂] ppb	Final pH**	Samples	Observation
S13Cr	FW	2.2	4.27	4.1	4.40	Non Immersed	No pit, no crack
	CW	2.5	4.56	7.1	2.77	Immersed	No pit, no crack
	FW	2.2	4.56	3.4	4.23	Non Immersed	No pit, no crack
	CW	2.5	4.58	6.9	2.45	Immersed	No pit, no crack
22Cr	FW	2.2	4.56	3.4	4.23	Non Immersed	No pit, no crack
	CW	2.5	4.58	6.9	2.45	Immersed	No pit, no crack
	FW	2.2	4.56	3.4	4.23	Non Immersed	No pit, no crack
	CW	2.5	4.58	6.9	2.45	Immersed	No pit, no crack
25CrS	FW	2.2	4.56	3.4	4.23	Non Immersed	No pit, no crack
	CW	2.5	4.58	6.9	2.45	Immersed	No pit, no crack
	FW	2.2	4.56	3.4	4.23	Non Immersed	No pit, no crack
	CW	2.5	4.58	6.9	2.45	Immersed	No pit, no crack

*Thermodynamic Simulation for immersed samples.

**Measured at 1 bar of CO₂



Pictures of S13Cr samples after test

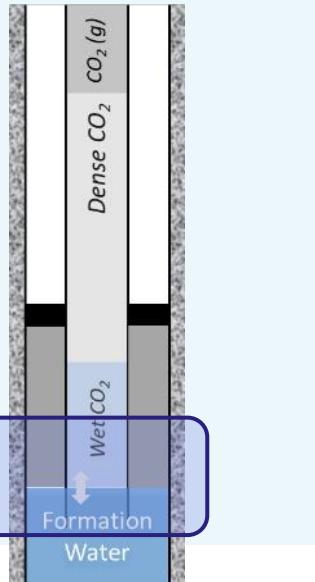
NÃO FOI OBSERVADO SSC NEM CORROSÃO LOCALIZADA NO CENÁRIO DE CABEÇA DE POÇO

RESULTADOS

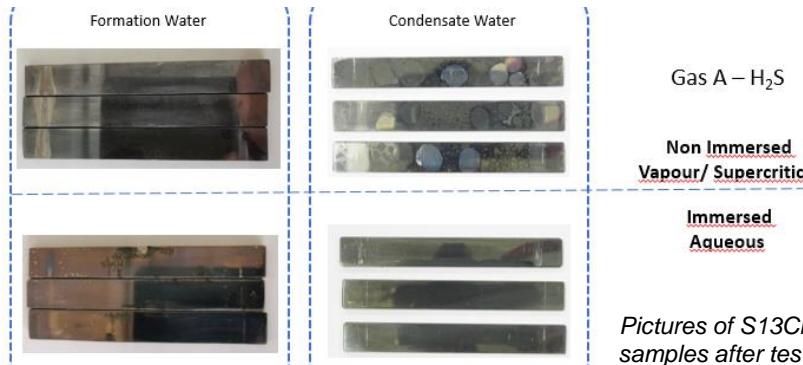
CORROSÃO SOB TENSÃO NO FUNDO DO POÇO COM S13CR, 22CR, 25S

► Condições de teste

- 125 bar ppCO₂
 - 10 ppm H₂S, 30 ppm SO₂, 30 ppm NO₂



Material	Solution	Temperature (°C)	In situ pH*	Initial [O ₂] ppb	Final [H ₂ S] (ppm)**	Samples ***	Observation
S13Cr	FW	105	3.0	4.1	1.75	Non Immersed	No pit, no crack
						Immersed	Pits (2/3), no crack
S13Cr	CW	105	2.7	7.1	1	Non Immersed	No pit, no crack
						Immersed	No pit, no crack
22Cr	FW	90	2.9	5.2	1.92	Non Immersed	No pit, no crack
						Immersed	No pit, no crack
22Cr	CW	90	2.6	6.9	1	Non Immersed	No pit, no crack
						Immersed	No pit, no crack
25CrS	FW	90	2.9	5.2	1.92	Non Immersed	No pit, no crack
						Immersed	No pit, no crack
25CrS	CW	90	2.6	6.9	1	Non Immersed	No pit, no crack
						Immersed	No pit, no crack



Pictures of S13Cr samples after test

S13Cr deepest pit (96 μm)
characterization

NO SCC OBSERVED AT BOTTOM HOLE SCENARIO,
HOWEVER, LOCALIZED CORROSION WERE OBSERVED ON TWO S13CR IMMERSSED SAMPLES.

CONCLUSÕES

- ▶ Hoje **não há normas** na indústria para testes de materiais ou qualificação de conexões: é necessário uma avaliação de riscos
- ▶ Captação em processos industriais traz **impurezas** no fluxo de CO₂ que aumentam os desafios para os materiais
- ▶ A **incerteza** atual sobre o **comportamento do fluido** precisa ser levada em consideração ao definir envelopes operacionais
- ▶ Quaisquer que sejam as condições de ensaio ou metalurgia, os resultados obtidos em corpos de prova imersos mostram que este ambiente é mais severo do que o gás humido



RECOMENDAÇÕES DE MATERIAIS

- ▶ O **L80 13Cr** não é recomendado em caso de baixa temperatura ou na presença de impurezas
- ▶ O material **Super Duplex SA** é uma escolha ideal graças à maior tenacidade em baixa temperatura do que o Auper Duplex CW, o que dará margem extra para suportar o efeito JT severo em campos depletados.
- ▶ O **Super 13Cr** pode ser uma **solução econômica** para o fluxo de CO₂ com impurezas limitadas e queda de temperatura até -35°C.



MAIN ACHIEVEMENTS

- ▶ Since **2020**, more than **40 customers** requested Material selection studies
 - >100 material/testing recommendations.



Schlumberger

ExxonMobil

NEPTUNE
ENERGY

ADNOC



TOTAL



OMV

PETRONAS

OXY

Geostock

Geostock

Harbour
Energy



ELKHORN

FS
Bioenergia



SUMMIT CARBON
SOLUTIONS

الإمداد والبترولية
Saudi Aramco



Obrigado!



Suporte ao cliente na
seleção de materiais e
qualificação



Conhecimento interno
sobre o desempenho
dos produtos



Desenvolvimento de
metodologia de teste



Colaboração &
normas

guillaume.neel@vallourec.com

