

二酸化炭素貯留に適した鋼管材料

Nippon Steel's Corrosion Resistant Alloy for CCS Application

神吉 恭平*
Kyohei KANKI

荒井 勇次
Yuji ARAI

天谷 尚
Hisashi AMAYA

富尾 悠索
Yusaku TOMIO

神谷 裕紀
Hiroki KAMITANI

松尾 大輔
Daisuke MATSUO

近藤 桂一
Keiichi KONDO

相良 雅之
Masayuki SAGARA

抄 録

カーボンニュートラル社会およびNZE2050の実現に向けて、必要不可欠なCO₂を地下に貯留するCO₂圧入用の鋼管材料に必要な特性をまとめた。CO₂圧入環境に水が存在する場合には、従来の油井管材料を使用してきた油・ガス井と比較して、低pHな腐食環境となることが特徴である。そのような環境下において、日本製鉄(株)の油井管材料ラインナップに基づき、13%Cr鋼以上の高合金油井管の需要が見込まれることを脱不動態化pHの観点から整理した。また、CO₂中の各種不純物濃度に応じ、耐食性の観点から考慮すべき点を整理し、日本製鉄の代表鋼種の腐食挙動についてのデータを紹介した。日本製鉄の高合金油井管材料のラインナップおよび適材適所な材料選定によって、ユーザーでのCO₂圧入管の要求特性やコスト最適化に関する要望への適応範囲が広がるものと期待される。

Abstract

This report summarizes the properties required for tubing materials for CO₂ injection to store CO₂ underground, which is essential for the realization of a carbon-neutral society and NZE 2050. When water is present in the CO₂ injection environment, the pH is lower than in oil and gas wells where conventional OCTG materials have been used. In such an environment, based on our OCTG material lineup, we have anticipated the expected demand for high-alloy OCTG of 13%Cr steel or higher in terms of depassivation pH. In addition, we have summarized the issues to be considered from a corrosion resistance point of view according to various impurity concentrations in CO₂ and presented data on the corrosion behavior of our representative steel grades. We expect that our lineup of CRA materials and the selection of the Fit-For-Purpose material will expand the range of applications to meet users' requirements for CO₂ injection pipe characteristics and cost optimization.

1. 緒 言

地球温暖化に対する人類の活動の影響は、IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) の第6次報告書¹⁾によって“疑う余地がない”と表現されている。地球温暖化の要因は自然現象だけでなく人類の活動に伴う化石燃料の無秩序な利用があげられ、化石燃料の利用形態を変えれば温暖化は止められると考えられる。そこで昨今、各分野においてCO₂の排出量削減が叫ばれており、特にIEA (International Energy Agency) の報告書²⁾によれば、2050年のネットゼロシナリオ (NZE) を達成するためには世界で76億トンものCCS (Carbon dioxide Capture and Storage; 二酸化炭

素回収・貯留)が必要であるとされている。

削減対象であるCO₂は各種排出源から集積されたものを圧入するハブクラスター型を取るのが効率的であると考えられている。排出CO₂は、事前にアミン吸収液を始めとする化学吸収法や膜分離、固体吸収法などのCO₂の分離回収プロセスを経て純度を高めたのち、石油天然ガス掘削と同様に入れ子構造型にケーシングおよびチュービングパイプからなる圧入井内を通過して地下深くに圧入される。また、DAC (Direct Air Capture) と呼ばれる空気中のCO₂を直接回収し圧入する手法も検討されている。回収されたCO₂は図1に示すようにEOR (Enhanced Oil Recovery; 石油増進回収) における圧入ガスとしての利用や地層中Caprockと

* 関西技術研究部 鋼材研究室 主任研究員 和歌山県和歌山市湊1850 〒640-8555

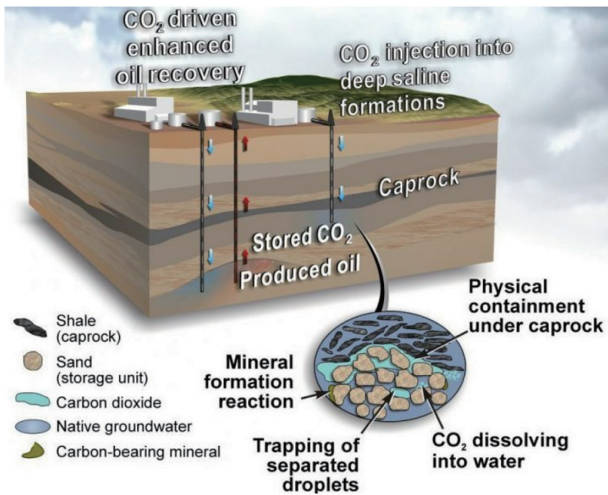


図1 二酸化炭素 (CO₂) の貯留回収の模式図
Schematic image of CCS process

呼ばれるシール層の下層に存在する帯水層や空隙の多い砂岩層への圧入または炭酸鉱物化による固定化が検討されており、これらに適した地層を地下探索により導き出して圧入される。尚、圧入される CO₂ はその輸送効率の観点から高压で輸送および圧入されることが一般的である。

本報では、中でも CO₂ 圧入の際に使用される鋼管耐食材料について述べる。

2. CO₂の諸特性

圧入される CO₂ は分子量 44.01g/mol であり、常温常圧では気体で空气中に存在し、空気より重いことで知られている。その状態図 (図2) によると、31.1℃、7.4MPa (井戸深さにして約 800m 以上に相当) で臨界点を迎え、それ以上の温度・圧力の環境では超臨界と呼ばれる状態となる。CO₂ 圧入においてはこの超臨界状態が基本の環境となる。CO₂ 超臨界流体の密度は 0.5~0.8g/cm³ で水よりも軽く、粘度は 0.03~0.08cp と気体に近く流動性が高い。常温常圧の場合、水への溶解度は 0.033mol/L で酸素の 10 倍ほど溶解しやすい性質を持っており、式 (1)、(2) に示すように H⁺ を生成し地層水を酸性化することで厳しい腐食環

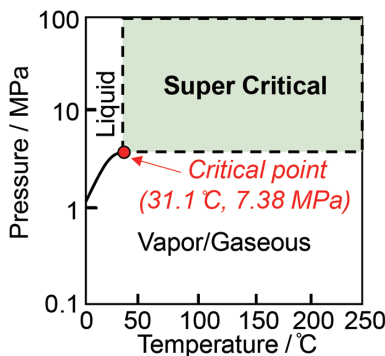


図2 CO₂の状態図
Phase diagram of CO₂

境になると想定される。



3. CO₂圧入環境における腐食と耐食材料

CO₂ 圧入に用いられる材料においては、現状では約 800~1000m 級の深さの井戸に用いられることが想定され、80ksi (560MPa) 級の機械的強度に加え、環境の過酷さに応じた耐食材料が求められる。仮に、完全にドライな CO₂ 環境で水の存在がない場合には、各種腐食現象を考慮する必要がないため炭素鋼あるいは低合金鋼の適用が想定される。一方、湿潤ガスである場合や地層水がフローバックする場合を想定すると、CO₂ 腐食を始めとする腐食現象が課題となる。ここでは、日本製鉄(株)が油井管材料として有する製品ラインアップと関連付けて紹介する。

3.1 CO₂ 圧入管材料として好適な高合金油井管材料のラインアップ

日本製鉄は炭素鋼や低合金鋼からマルテンサイト系ステンレス鋼、二相ステンレス鋼、Ni 合金に至るまで多岐に渡る材質の継目無鋼管を製造している。これまで油井管材料として CO₂ 分圧、H₂S 分圧、井戸温度に応じた材料選定チャートを作成し最適な材料を開発・提供してきた (図3)³⁾。炭素鋼や低合金鋼は CO₂ 分圧が高い環境では全面腐食が避けられないため、CO₂ が 0.02MPa 以下の環境で適用可能な材料グレードとしている。

しかしながら、CO₂ 圧入管としての操業環境は基本的に超臨界状態となる高压 CO₂ 環境となる。そのため、13%Cr マルテンサイト系ステンレス鋼および二相ステンレス鋼、Ni 合金などの高合金油井管材料が好適な材料となる。

3.2 超臨界 CO₂ 環境における各鋼の耐食性

圧入 CO₂ は超臨界流体となる高压状態であり、水に触れると炭酸イオン (CO₃²⁻) として溶解し低 pH の溶液を形成する。このような環境において、炭素鋼や 5%Cr 鋼等の低合金鋼を用いた場合、腐食速度 (mm/year) は、非常に大きな値を示し減肉腐食を避けられない (43kppm Cl⁻, 8MPa CO₂, 60℃の環境で 48 時間の浸漬試験⁴⁾)。すなわち 13%Cr 鋼のようなステンレス鋼を使用すべきであると考えられる。

ステンレス鋼は表面に 2~3nm の Cr を多く含有する不働態皮膜を生成することでその耐食性を保持している。その不働態皮膜の健全性を示す指標の一つとして脱不働態化 pH (pH_d) があり、材料の持つ脱不働態化 pH の値を環境 pH が下回る場合には不働態皮膜は十分に形成されない。CO₂ 圧入においては、圧入効率をより高めるために上記の試験環境よりも更に高压な CO₂ 環境 (10~30MPa 程度) での圧入が主流になると想定される。高压化に伴って環境中に溶け込む CO₂ 量は増加し、環境はより低 pH 化すること

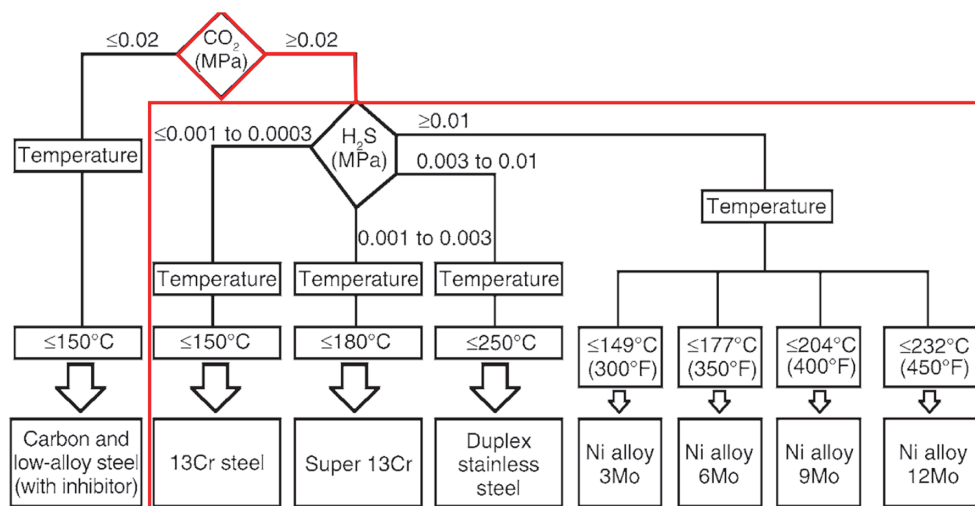


図3 油井管材料のCO₂/H₂Sによる材料選定フローチャート
A flow chart for the selection of OCTG Materials for H₂S and/or CO₂ service

が想定される。すなわち、材料としてはより脱不動態化 pH の値が小さな材料を選定し全面腐食のリスクは避けるべきである。表1に各ステンレス鋼の脱不動態化 pH を示す。高圧 CO₂ を圧入していく場合には、API-13CR 鋼よりも健全な皮膜を有すると考えられる Mo 添加型の Super13Cr 鋼 (S41426) や Cr 含有量の多い二相ステンレス鋼、Ni 基合金が好適であると考えられる。

表1 ステンレス鋼の脱不動態化 pH
Depassivation pH of stainless steels

Grade	UNS No.	Tested environment	pH _d Value	Ref
SUS420J1 (API-13CR)	S42000	3%NaCl, 25°C 0.1 MPa CO ₂	3.0~3.1	5)
SM13CRS	S41426	10%NaCl, 50°C 0.1 MPa N ₂	2.81	6)
SUS316L (Austenite)	S31603	20%NaCl, 25°C 0.1 MPa Ar	2.0~2.1	7)
22CR (Duplex)	S31803	20%NaCl, 25°C 0.1 MPa CO ₂	1.5~1.6	7)
SM25CR (Duplex)	S39274	5%NaCl, 200°C 0.1 MPa N ₂	<2.0	8)
Alloy 625 (Ni alloy)	N06625	20%NaCl, 25°C 0.1 MPa Ar	<1.0	9)

また、不動態皮膜を保持する pH 領域は PREN (Pitting Resistance Equivalent Number: %Cr+3.3(%Mo+0.5%W)+16%N) でも整理されている (5%NaCl, 30°C, in Ar)¹⁰⁾。

日本製鉄の高合金油井管材料ラインナップ (表2) は広範な PREN 値を有しており、CO₂ 圧入環境の pH に応じて適切な PREN を有する材料グレードを選定する必要がある。

3.3 不純物を含む CO₂ 下での腐食現象

CCS における圧入ガスは、各種産業からの排出ガスを起点としており、ほとんどの場合不純物ガスを含有する。例えば、石炭火力発電所など化石燃料を使用した場合、排出 CO₂ には、酸素 (O₂) や一酸化炭素 (CO)、硫黄酸化物 (SO_x)、窒素酸化物 (NO_x) が含まれる。セメントプラントからの排出 CO₂ には O₂, SO_x, 製鉄所からの排出 CO₂ には CO がそれぞれ多く含まれる。また、天然ガス精製において炭化水素が取り除かれたガスには H₂S が含まれる。各種不純物ガスは精製段階で一定レベルまで濃度を落とすが、排出源濃度や操業条件によって圧入 CO₂ 中の不純物含有濃度は様々である (表3)¹¹⁻¹⁷⁾。

これらの不純物ガスの混入により、腐食現象に影響を与

表2 日本製鉄の高合金油井管材料の主要化学成分範囲および PREN 値
Chemical composition range and PREN value of Nippon Steel's CRA OCTG materials

Category	Grade	UNS No.	Chemical composition range (mass%, Fe balance)									PREN
			C	Si	Mn	Cu	Ni	Cr	Mo	W	N	
MSS	API 13Cr	S42000	0.15~0.30	≤1.00	0.25~1.00	≤0.25	≤0.50	12.0~14.0	—	—	—	12~15
SMSS	SM13CRS	S41426	≤0.03	≤0.50	≤0.50	—	5.0~6.5	11.5~13.5	1.5~3.0	—	—	16~22
DSS	SM25CRU	S82551	≤0.03	≤0.80	≤7.50	2.0~3.0	4.5~6.5	24.5~26.5	0.75~2.0	—	0.1~0.35	31~35
DSS	SM22CR	S31803	≤0.03	≤1.00	≤2.00	—	4.5~6.5	21.0~23.0	2.5~3.5	—	0.08~0.20	31~38
SDSS	SM25CRW	S39274	≤0.03	≤0.80	≤1.00	0.2~0.8	6.0~8.0	24.0~26.0	2.5~3.5	1.5~2.5	0.24~0.32	40~45
Ni alloy	SM2535	N08535	≤0.03	≤0.50	≤1.00	≤1.50	29.5~36.5	24.0~27.0	2.5~4.0	—	—	36~42
Ni alloy	SM2550	N06255	≤0.03	≤1.00	≤1.00	≤1.20	47.0~54.0	23.0~26.0	6.0~9.0	≤3.0	—	43~49

表3 既存のCO₂圧入各プロジェクトでのCO₂組成例¹¹⁾
CO₂ specifications recommended by each project¹¹⁾

Project Name	Northern Lights ¹²⁾	Sleipner ¹³⁾	Dynamis ¹⁴⁾	Porthos ¹⁵⁾	Weyburn ^{14, 16)}	Carbon Net ¹⁷⁾
Location	Norway	Norway	Europe	Netherlands	USA & Canada	Australia
H ₂ O, ppm	≤30	Saturated	500	≤70	20	≤100
H ₂ S, ppm	≤9	~150	200	≤5	9000	≤200
CO, ppm	≤10	Nil	2000	≤750	1000	900~5000
O ₂ , ppm	≤10	Nil	≤40000	≤40	70	20000~50000
NOx, ppm	≤10	Nil	100	≤5	Not specified	250~2500
SOx, ppm	≤10	Nil	100	≤20	Not specified	200~2000

表4 圧入CO₂に含まれる主なガス種と腐食影響
Main gas species contained in injected CO₂ and corrosion effects

Component	Corrosion effects
CO ₂	•Balance Gas pH drop out
O ₂	•Oxidant: risk of localized corrosion •Elemental Sulfur (S ₀) produced by reaction with H ₂ S → risk of localized corrosion
SO ₂	•Sulfuric acid (H ₂ SO ₄) produced → pH drop out
NO ₂	•Possibility of producing Nitric acid (HNO ₃) → pH drop out •Oxidant: risk of localized corrosion
H ₂ S	•Risk of Hydrogen Embrittlement because H ₂ S acts as a poison in Hydrogen penetration

える主なガス種を表4に整理する。

以下では主にCO₂圧入環境での各種ガス混入の腐食について述べる。

3.3.1 O₂の影響

O₂の影響については、局部腐食を誘発することがよく知られている。例えば、油井管の実使用として、Gulfaks油田(北海)においてEORを目的とした海水注入時に、13%Crマルテンサイト系ステンレス鋼に孔食、隙間腐食が発生し、これは主に注入された海水の脱気不良が原因であったことが報告された¹⁸⁾。

超臨界CO₂と平衡した5%NaCl環境下においては、スーパーマルテンサイト系ステンレス鋼;SM13CRS(S41426)は2%のO₂含有環境にて孔食(pitting)が発生した。一方で、スーパー二相ステンレス鋼;SM25CRW(S39274)は4%のO₂含有環境でも孔食は発生しておらず、高いPRENを有する材料の安定性が示された(図4)¹⁹⁾。

これらのことからCO₂圧入環境においても一定以上の酸素を含む場合には、Super13Cr鋼よりも優れた耐食性を有する鋼材の使用が推奨される。

3.3.2 SO₂の影響

SO₂は水に溶けて硫酸を生成し、下記の反応により環境

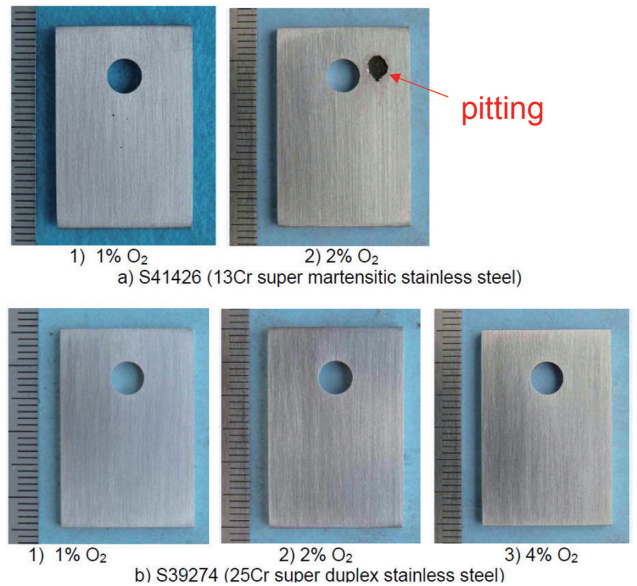
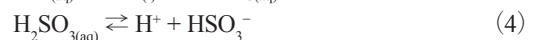
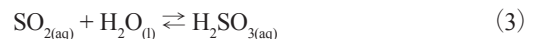


図4 O₂を含む環境でのステンレス鋼の浸漬試験後表面(全圧13MPa-CO₂バランス, 100°C, 5%NaCl, 96h)
The appearances of descaled specimens after the testing in the conditions with O₂ (Total 13MPa-CO₂ balanced, 100°C, 5wt% NaCl, 96 hours)

を低pH化させる²⁰⁾。



CO₂圧入環境においてはわずか0.02%(200ppm=0.0026MPa at 13MPa total Pressure)の混入でもpH2.6となる。このような環境下ではSM13CRSは激しく腐食する(図5, 6)¹⁹⁾。0.5%(5000ppm)の場合はpH約1.9となり316Lなどの脱不動態化pHに近づく。このような環境でもPREN≥40以上のスーパー二相ステンレス鋼(S39274; SM25CRW)は優れた耐食性を示しており、高合金鋼の使用が推奨される。

3.3.3 NO₂の影響

NO₂は水に溶けるとHNO₃を生成し環境の低pH下に働くものと考えられるが、ほとんど水に溶けない。しかしながら酸化力の強い酸であり、局部腐食の感受性が增大する

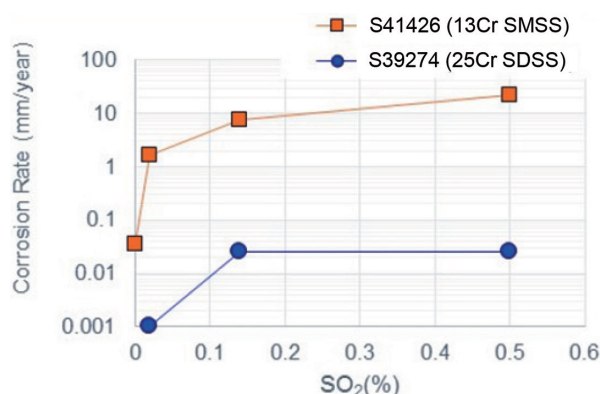


図5 SO₂濃度と腐食速度の関係

(全圧13MPa-CO₂バランス, 100°C, 5%NaCl, 96h)
Corrosion rate and SO₂ ratio (Total 13MPa-CO₂balanced, 100°C, 5wt% NaCl, 96hours)

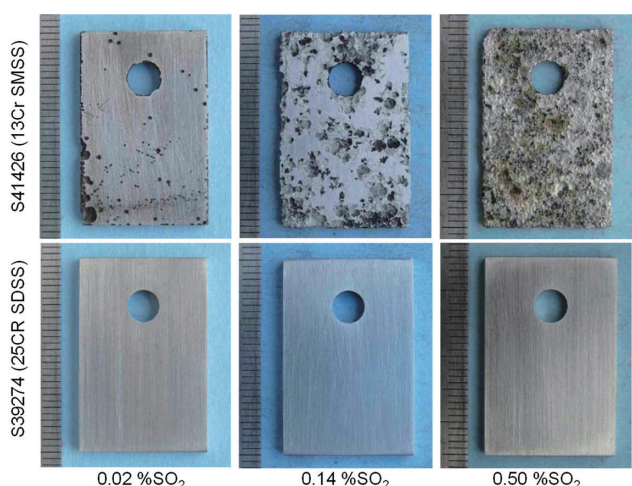
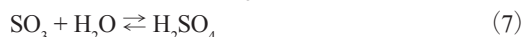


図6 SO₂を含有したCO₂(全圧13MPa)環境での試験後の外観

The appearances of descaled specimens after the testing in the conditions with SO₂

可能性がある。またSO₂と共存した場合には式(6)、(7)に示すようにSO₂を酸化しH₂SO₄の生成を促進する触媒作用を有する²¹⁾。



このような強力な酸化剤は、多くの反応を促進するため、NO₂をできるだけ除去することで他の不純物の許容値を向上させると考えられる²²⁾。

3.3.4 H₂Sの影響

H₂Sを含む環境においては、油・ガス井環境で良く知られるように常温でのSSC(Sulfide Stress Cracking:硫化物応力割れ)や高温でのSCC(Stress Corrosion Cracking:応力腐食割れ)を考慮に入れた材料選定が必要となる。これらの環境では従来より日本製鉄が蓄積してきたデータベースやフローチャートに沿った材料選定が求められる。しかしながら、CO₂圧入環境の場合は、従来評価してきた環境より

も前項までに述べた理由でpHが低くなることが特徴で、これまで評価データの少ない環境となるため、今後のデータ蓄積が求められる。

3.3.5 H₂Oの影響

前項までは、凝結水やフローバック水の存在を前提に記述したが、枯渇井への圧入やセーフティバルブよりも上部の部分など水が存在しない完全にドライな環境条件となる場合も想定される。このような場合、炭素鋼/低合金鋼が使用可能と考えられるが、高圧CO₂環境において一定量の水分が超臨界CO₂に溶け込むことが観察されており²³⁾、この溶け込んだ水分が腐食現象を引き起こす可能性も考慮に入れる必要がある。CO₂ガス相もしくは超臨界相への水の溶解度は圧力と温度に依存しており²⁴⁾、操業条件の変化によっては、特に圧力および温度が低下した場合に溶解度を下回った量の水分が結露し、そこにCO₂圧入ガスが溶け込み腐食を促進する。

小型の圧力容器に取り付けた観察窓を通して、このような環境下での腐食現象について報告されている²⁴⁾。75ppmvのNO₂を含む10MPa CO₂、25°Cの環境において、一定量の水分を含む環境では炭素鋼の腐食が徐々に進んでいく様がIn-situ観察によって捉えられている。尚、同環境で二相ステンレス鋼は全く腐食の様相を呈していない。

4. CO₂圧入鋼管材料の課題

各国でのCCSプロジェクトの本格的な事業開始は～2030年頃と言われており、必要となる各種資機材の調達には既に動き始めている。一方、CCSビジネスはカーボンプライシング等の税制優遇によって成立しているビジネスであるため、可能な範囲で安価なステンレス鋼管が求められる。

これらの観点から、経済合理性のある合金成分含有量の少ないステンレス鋼でかつ製造性にも優れる鋼管が望ましい。しかし、前項で述べた通り基本的には13%Cr鋼以上の高合金材料を有する鋼が必要であり、腐食因子としては下記を考慮した材料が求められる。

- 低pH (<3.0)の環境で不動態化
- O₂, NO₂などの酸化性環境における耐局部腐食感受性
- H₂Sを含む環境における耐環境脆化割れ性

すなわち、各プロジェクトの環境に応じた耐食性を有する適材適所な材料が求められる。日本製鉄ではこれまで油・ガス井環境への材料適用性の膨大なデータ蓄積を基に図7に示したフローチャートをベースとして材料推奨を行っている。CCS環境においても油・ガス井の場合と同様に、今後より綿密な腐食試験データの拡充・蓄積が求められる。足下大規模なCCSプロジェクトとして走り始めているNorthern Lights Projectには日本製鉄の高合金油井管が採用されている²⁵⁾。これらの操業状況も注視しながら、CO₂圧入環境における適材適所な材料選定のためのフローチャー

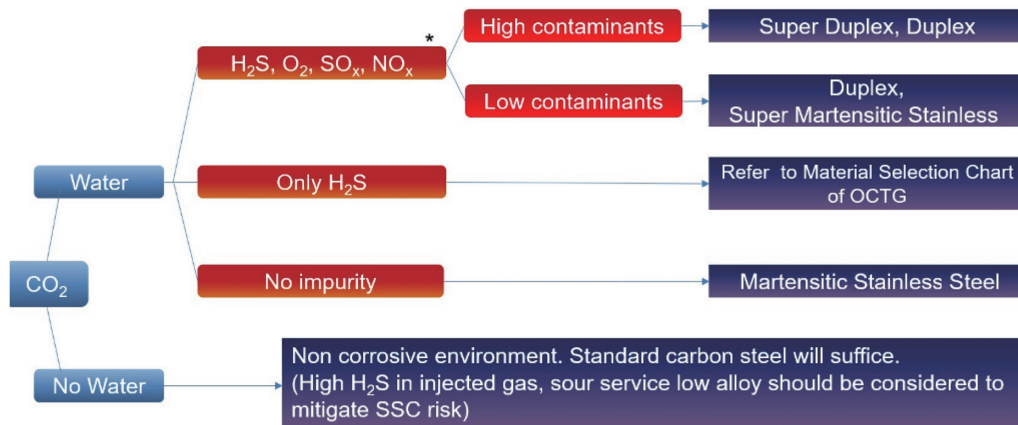


図7 CCS 圧入管材料としての材料選定フローチャートコンセプト
Material selection concept for CO₂ injection materials

ト(図7)²⁶⁾をより高精度なものにすべく、研究開発を推進する。

5. 結 言

カーボンニュートラル社会および NZE2050 の実現に向けて、必要不可欠な CO₂ を地下に貯留する CO₂ 圧入用の鋼管材料に必要な耐食性能要求をまとめた。

CO₂ 圧入環境に水が存在する場合には、従来の油井管材料を使用してきた油・ガス井よりも低 pH となることが特徴で、日本製鉄の油井管材料ラインナップに基づき、13% Cr 鋼以上の高合金油井管の需要が見込まれることを示した。

また、CO₂ 中の各種不純物濃度に応じて耐食性の観点からの考慮すべき点を整理し、高圧 CO₂ 環境中での耐食性について述べた。これら、日本製鉄の高合金油井管材料のラインナップおよび適材適所な材料選定によって、ユーザーでの CO₂ 圧入管の要求特性やコスト最適化に関する要望への適応範囲が広がるものと期待される。今後も系統的な研究開発によりカーボンニュートラル社会の実現に貢献する油井管材料の創出に向けて研究開発を推進していく。

参考文献

- 1) IPCC: Climate Change 2021. (2021)
- 2) IEA: World Energy Outlook 2022. 524p (2022)
- 3) Ueda, M.: Corrosion. 62 (10), 856-867 (2006)
- 4) Hassani, S.: International Journal of Greenhouse Gas Control. 23, 30-43 (2014)
- 5) Dempo, K. et al.: Proceedings of ISIJ. 73 (5), S485 (1987)
- 6) Amaya, H. et al.: CORROSION/2007, Paper No.07096, Nashville, 2007, NACE
- 7) Miyasaka, A. et al.: ISIJ International. 31 (2), 194-200 (1991)
- 8) Miyuki, H. et al.: CORROSION/84, Paper No.293, New Orleans, 1984, NACE
- 9) Dempo, K. et al.: Tetsu-to-Hagané. 72 (2), A97-A100 (1986)
- 10) Mujanovic, E. et al.: Materials and Corrosion. 72, 421-433 (2020)
- 11) ISO: ISO/TR 27921, ISO, 1st ed. 45p (2020)
- 12) Equinor: Northern Lights FEED report public version, RE-PM679-00057 (2020)
- 13) Baker, R.: Materials Reviews. 62 (1), 1-31 (2016)
- 14) De Visser, E. et al.: Int. J. Greenh. Gas Control. 2, 478-484 (2008)
- 15) Porthos: CO₂ Specification. (2020)
- 16) Boot-Handford, M.E. et al.: Energy Environ. Sci. 7, 130-189 (2014)
- 17) WSP: The CarbonNet Project. (2016)
- 18) Scoppio, L. et al.: CORROSION/2008, Paper No.08089, New Orleans, 2008, NACE
- 19) Matsuo, D. et al.: CORROSION/2022, Paper No.17602, San Antonio, 2022, AMPP
- 20) Poter, R.T. et al.: International Journal of Greenhouse Gas Control. 36, 161-174 (2015)
- 21) Morland, B.H. et al.: International Journal of Greenhouse Gas Control. 119, 103697 (2022)
- 22) Morland, B.H. et al.: CORROSION/2021, Paper No.16667, Virtual, 2021, AMPP
- 23) Morland, B.H. et al.: Processes. 9 (4), 570 (2021)
- 24) Morland, B.H. et al.: Corrosion. 75 (11), 1327-1338 (2019)
- 25) 日本製鉄：プレスリリース, https://www.nipponsteel.com/news/20210720_100.html
- 26) 日本製鉄：Tubular HP, <https://www.tubular.nipponsteel.com/basic-page/169>



神吉恭平 Kyohei KANKI
関西技術研究部 鋼材研究室
主任研究員
和歌山県和歌山市湊1850 〒640-8555



神谷裕紀 Hiroki KAMITANI
関西技術研究部 鋼材研究室



荒井勇次 Yuji ARAI
関西技術研究部 鋼材研究室長
首席主幹研究員



松尾大輔 Daisuke MATSUO
関西技術研究部 鋼材研究室
主任研究員



天谷 尚 Hisashi AMAYA
鋼管事業部 鋼管技術部 部長代理
関西技術研究部 主席研究員 兼務
博士(工学)



近藤桂一 Keiichi KONDO
関西技術研究部 鋼材研究室
主幹研究員 博士(工学)



富尾悠索 Yusaku TOMIO
関西技術研究部 鋼材研究室
主幹研究員 博士(工学)



相良雅之 Masayuki SAGARA
元 関西技術研究部 主幹研究員
現 日鉄ステンレス(株) 商品開発部
博士(工学)