

UME-348	資料の出典 (資料名、著者、巻、号、頁など) Edward Heaver : Materials performance, p.50~, August (2017)		本資料の作成者名 梅村 文夫
整理番号	資料のタイトル Internal Stress Corrosion Cracking of Shale Gas Flowline		
失敗事例のタイトル ガス処理が適切でなかった事による応力腐食割れの発生		一次原因 (材料要素) 応力腐食割れ アミン割れ	
機種 シェールガスフローライン	部品 管	材料 炭素鋼 (API 5L Grade X52 : 備考参照)	使用環境 シェールガス + モノエタノールアミン (MEA) トリアジン
損傷発生時の状況 <p>シェールガスフローラインの径 8 インチの管の低部から、ガス漏洩が発生した。管には円周方向の割れが発生しており、割れは管の肉厚を貫通していた。割れは、溶接部に近い管の内面側で複数発生していた。また、浅い孔食も観察されたが、腐食による減肉の程度はほとんどなかった。</p> <p>割れの発生した近傍には、固形の堆積物と液体の存在が確認された。</p> <p>溶接は、被覆アーク溶接 (SMAW) を使用しており、溶接後熱処理 (PWHT) は行われておらず、溶接ままであった。</p>			
調査内容とその結果 <p>割れは、管の内面側から発生しており、複数に分岐した粒界割れであった。この割れ形態は、応力腐食割れで見られる典型的な割れ形態である。なお、すべての割れは溶接領域で発生していた。</p> <p>通常の使用圧力は 5.5Mpa で、二酸化炭素 (CO₂) 濃度は 1~5 mol% (通常は 2 mol%) で、ガス中の硫化水素 (H₂S) 濃度は 80 ppm に達する可能性があるが、通常は<20ppm である。</p> <p>油井に H₂S が含まれている場合は、モノエタノールアミン (MEA) トリアジン H₂S スカベンジャー (H₂S 捕捉材) を専用のフローラインにて注入して、H₂S 濃度を下げていた。パイプラインの仕様では、ガス温度は 120F (49℃) に制限されているが、ほとんどの場合 80~100F (27~38℃) で稼働していた。</p> <p>炭素鋼に IGSCC (粒界型応力腐食割れ) を引き起こすことが知られている環境は、アミン (MEA、ジエタノールアミン [DEA]、メチルジエタノールアミン [MDEA] 等)、炭酸塩/重炭酸塩、苛性アルカリ、硝酸塩、リン酸塩、無水メタノール等であり、それらのうち、アミン割れは pH 8~11 で発生する。</p> <p>アミン割れは、純粋な MEA 液では発生しないが、MEA の酸化によって生成される CO₂ および/または熱安定性酸性塩 (ギ酸塩、酢酸塩) が存在すると発生する。</p>			
損傷発生のシナリオ <p>流量が少なく、流速が低かったため、モノエタノールアミン (MEA) 系の使用済み硫化水素 (H₂S) スカベンジャーがフローラインの低部に蓄積した。</p> <p>高 pH の MEA とプロセスガスからの二酸化炭素 (CO₂) との反応により、炭酸塩/重炭酸塩溶液が形成され、溶接による高い残留応力が加わり、炭素鋼に粒界応力腐食割れが発生した。</p>			
対策 (損傷発生時にとられた対策あるいは現在とるべきと考えられる対策) <ul style="list-style-type: none"> ・ SCC の発生のリスクのない H₂S スカベンジャーに交換する。 <p>あるいは</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 使用済みスカベンジャーがフローラインに入らないようにする。 ・ pH を<8 に制限する。 ・ PWHT を行う。 ・ 頻りにパイプラインを洗浄する。 			
教訓 <p>使用環境を理解し、環境を適切に制御することが重要です。</p>			
備考 <p>API 5L X52 : 化学組成 最大値 (%) C,0.16 Si,0.45 Mn,1.65 P,0.02 S,0.01 V,0.07 Nb,0.05 Ti,0.04</p>			
主要因		教訓とすべき対象者	
チェックボックス		チェックボックス	

	当時の技術レベルでは不可抗力		設計者
	情報伝達不備・不足		製作者 / 建設担当者
○	担当者不勉強/教育不十分/意識不測		検査者
	指示ミス	○	使用者
	うっかり、ぼんやり		メンテナンス者
	その他		その他