石油工業におけるケーシングの腐食*

Casing Corrosion in the Petroleum Industry

J. L. Battle**

Corrosion, Vol. 13, No. 2, 132t~138t (1957) Feb.

緒 言

1954年末にアメリカ国内の石油および天然ガスを産出している井戸の数は514,808本である。石油の生産高は2,312,212,000バレルで、井戸1本当たり12・3バレルの石油を毎日堀り出している計算になる。これらの井戸の内約60%は15年以前に発見されたものであり、約50%は20年以前に発見されている¹⁾。操業中のケーシングパイプ(casing string)の失策(failure)が起り得るが、最近までたいして問題にされていなかった。しかし掘さくされた穴を維持することを目的としたこの薄い壁の部分が油井の最も重要な構造材料であることを考えれば、問題にしないのはむしろ奇異に思われる。

石油工業の初期のごとく、高生産率で速く涸渇してしまうようではケーシングの腐食による失策にたいした関心を持たないのも無理からぬことであつたろう。しかし油田の産油の寿命を長びかせ、できるだけ地中の油を堀り出そうとして産油量の制限、より科学的生産方法の適用および二次回収方法の重要性等に意を用いるようになってきて、ケーシングの腐食による失策が石油工業における重大問題となってきた。

14の主な会社の代表者も加わっている NACE (National Association of Corrosion Engineers 全米防錆技術協会)、T-1H 分科委員会(石油のケーシングパイプの腐食関係)が最近ケーシングの腐食について調査を行っている。関係会社で操業中の30の油田、51,462本の油井について1949年から51年までの3年間の調査によると、総計235ヵ所のケーシングの失策が起っている。そうしてこれら235本の修理費用は1,343,317ドルにものぼっている。これと全く同じ頻度でもってこれ以外の油田にも失策が起るとすれば、その数は1,294にものぼり修理費は750万ドルにも達するであろう。この数字は産油できない間の損失を含んでいないし、また今日

の掘さく費用では再堀さくするには不利である油井は放棄してしまうが、この放棄を早めてしまう損失も含んでいない。ケーシング腐食の問題についての解決は将来産油の価格に重大な関係をもつことは明らかだろう。

原因となる因子

腐食の結果起ったケーシングの失策は腐食技術者にとってはたいした問題ではない。実際、環境からくる多くの因子を十分考慮すれば、ケーシングをでき得る限り長く使用するにはいかにすればよいかわかるのである。一般に石油のケーシングパイプの失策は通常下記の原因の一つあるいはそれ以上に基因する。

外的原因

- (1) バクテリアの侵食
- (2) 種々なる鉱物および流体を含む地層との接触
- (3) 迷走電流と地表電流(subsurface electrical currents)による電解
- (4) 異種金属接触による電池作用
- (5) ケーシング材の冶金学で問題になる欠陥

内的原因

- (1) 酸性ガス(硫化水素と炭酸ガス)による蒸気部分の腐食
- (2) 酸性水による流体部分の腐食
- (3) 腐食性のガスーリフトに使用するガス
- (4) 大気中の酸素の侵入
- (5) 酸処理の際の未使用の酸
- (6) 砂と流体によるエロージョン
- (7) 掘さくと完成工事中の機械的損傷

第1表は NACE 分科委員会の調査結果である。報告された235ヵ所の失策の主な原因となっているものは腐食性の水(aggressive fresh water)、地層中の塩水および酸性ガスである。これにすぐ続くのが迷走電流によるものである。最近の調査によればバクテリアによる腐食は元来考えられていたよりもはるかに重大な腐食原因である。Hadley²⁾は微生物による腐食の重大性を説いた

* 訳者 吉野努 慶応義塾大学工学部(日吉)

** Humble Oil and Refining Company, Houston, Texas.

第1表 原因別失策数

失 策 の 原 因	数	%
迷 走 電 流	37	16
酸 性 の 水	83	35
蒸気部分の酸性ガス	44	19
バクテリアの侵食	9	4
塩 水 (地 層)	46	20
不 明	10	4
そ の 他	6	2

首唱者であった。彼の研究は Starkey, Wight³⁾ と Bastin とその研究員⁴⁾および Beerstecher⁵⁾の研究と同じく十分検討されるべき問題であろう。

調 査 方 法

多くの場合、腐食技術者はケーシングの失策部分を検査せずにその原因を分析する必要にせまれる。検査とか研究のために損傷したパイプを回収することは、失策の起った深さが比較的浅ければよいが深ければ通常不可能である。ゆえに腐食技術者は失策の原因を決定したり、修理とか予防とかをいかに行うかという勧告の基礎とするために他の手段に頼らざるを得ない。そこで普通下記のものを適宜調査の方法として用いている。

- (1) 産出した水の化学分析と出所の知れたものとの比較
- (2) 産出したガスの化学分析
- (3) 失策の深さを見つけるパッカーテスト (Packer test)
- (4) 内部腐食の深さと存在を決定するケーシング測径器 (caliper) による検査
- (5) 表面電流が腐食に関係する因子であるかどうかを決定する送油管 (flow line) の電流測定

ケーシング電圧図

上記の調査方法以外の方法も最近続々発表され、その方がむしろ広く用いられてきている。これらの内で最も重要なのはケーシング電圧図 (casing potential log) であろう。これはケーシング材を流れる電気量と流れの方向とを決定するためにケーシングの一定距離間の電圧降下の測定から得られたものである。Ewing⁶⁾はこの装置を最初に用いた人達の一人で、この装置を用いた調査の結果を発表している。

ケーシング電圧図を作るのに用いた装置は単一接点または多接点のものである。電圧図を作成するには測定装置をまず絶縁ケーブルでもって油井の中を最大測定深度まで降ろす。最大深度まで降したとき装置を停止し、刃型の接点をケーシングに接触し、電圧を測定する。測定は単一接点装置の場合には接点と地表面との間に行われ、多接点装置の場合には二つあるいはそれ以上の一定

間隔 (普通 10, 20, 25 および 50ft) の接点の間に行われる。後者すなわち多接点装置にて測定された電圧は単一接点装置の場合に得られる値よりも非常に小さいことは明らかで、その値が μV の単位で測られるので高感度の測定装置が必要である。測定された固有抵抗が鋼の固有抵抗からも計算されることを用いて電流量を相当高精度で計算できる。

多接点装置の利点

単一接点も利点があるが多接点装置の利点はそれ以上で、それについては Ewing と Bayhi⁶⁾によって検討されている。その内で最も重要な利点は次の点である。

- (1) 各接点の測定値は測定される一定間隔の電流のみを示し、電極上の電圧降下を加味しなくてよい。
- (2) 接点が 10 から 50ft とわずかしき離れていないので熱による影響を無視できる。
- (3) 導線は平行で長さがほとんど等しいので外からの影響がつかう。

誤差の原因となるものには浸入性の濃度の高い粘着性の水のはりつき、腐食生成物およびパラフィンの析出等がある。これらによる困難さは単一接点装置でも多接点装置でもともに経験する。多接点装置は非常に高感度の電位差計または真空管電位差計を必要とする欠点がある。

第1図と第2図は東テキサス油田と西テキサス油田の油井にておのおの別々に単一接点装置または多接点装置を用いて得られたものである。第1図は西テキサスの

第1図 単一接点装置によるケーシング電圧図

Sand Hills 油田にて単一接点装置を用いて得られた電圧図である。これを見ると棒グラフで示されるごとく深さ 500 から 600ft の所と 3,100 から 3,500ft の所にアノード域があることがわかる。前者の深度はコンダクター (surface casing string) が設置されている深さと大体一致している。後者の場合はと見ると井戸の完成後14年たって 3,119 から 3,314ft の間でケーシングの漏洩が起り、セメントを圧入して修理した点と一致している。

第2図は東テキサス油田にて多接点装置を用いて得ら

第2図 多接点装置によるケーシング電圧図

れた電圧図である。基準電圧図 (base log) を見ると測定最大深度 2,500ft までの範囲ではケーシングの電気量はほんのわずかに低下しているのみで、アノード域がないことがわかる。油田にて経験

されるケーシング失策の大部分は500ftより先にて起こることから、このような電圧図はケーシングを陰性とするに必要な電流量を決定する助けとはなるが、この油田におけるそれ以外の問題の研究にはたいした助けとなっていない。この地点はケーシングパイプの電流がマイナスになっているのだが、この状態の下に地表パイプのねもとの所のアノディックキック(anodic kick)を評価するために行われた研究はケーシングの失策の可能性を最小にした。十分な注意と判断とをもって行うなら地表電流を解析するのにどちらの電圧図でも同じように有益である。

電流電圧曲線

陰極防食を行うために流す必要のある電流量を決定する方法として最近使用されたものに電流電圧曲線 (current-potential curve) がある。これは1931年にすでに Britton⁷⁾ によって最初に報告されている。この曲線は補助電極との組合せにて測定した電圧と記録された電流とを半対数方眼紙にプロットしたものである。これを見ると防食に必要な電流量の所で曲線が曲っている。

第3図は東テキサス油田で得られた代表的な電流電圧曲線である。この測定には Pearson—Hadley の零電流回路を使用し、正確なる適用を期するために真空管電位差計を必要とした。いずれの手段をとるにしても永久にまたは長期間の防食を行うのには整流器またはマグネ

第3図 電流電圧曲線

シウム陽極装置が備え付けられるだろう。そうすれば陰極防食でもってケーシングの外部からの腐食を防ぎ得るといえる。しかしながら Sudbury, Landers および Shock⁸⁾らは、他の人々と同じ説をとる人もいるのだが、ケーシングから地表パイプへの電気の流れによって起り得る危険性に注意をうながしている。このような電気の流れは、それが起っている点にて石油のケーシングパイプの腐食を促進している原因ではないか。しかし東テキサス油田にて7ヵ月間10Aの電流を食っていた外径7inの24lbケーシングパイプを検査してみても、上述の原因による損傷をなんら示していない。

予 防 方 法

今日最も普通に実施されている予防方法は次のようなものである。

- (1) 油井頭部に絶縁フランジ取付
- (2) 定期的油塗装
- (3) パッカー (packer) とか流体で封じられた環帯 (annulus) に気化性または不気化性腐食抑制剤の使用
- (4) 激しい腐食が起りそうな場所とか現に腐食が起っている場所への高アルカリ泥漿の配置
- (5) 陰極防食の応用
- (6) 無機物あるいは有機物のゲル状物質の送入
- (7) 防食被覆 (またはセメント) の使用

絶縁フランジ

地表迷走電流 (surface stray currents) を排除するために油送管 (flow line) から油井頭部と地下装置とを絶縁するために絶縁フランジを取付けることは多くの油田で大いに効果を上げている。Hammond と Ewing⁹⁾ はロンドンでこれによる失策の数が著しく減少していることを報告している。また Talco, Tomball 各油田にておのおの別個にケーシングの失策の頻度が60~70%減少しているという別のオペレーターの報告もある。この手段は土壌の固有抵抗が極端に低い所とか電解が地表電流のために起っている所では効果が少ない。

防食被覆

防食被覆の使用はさほど重要視されていない。それは個々の場合にどんな被覆をするかを決めるのは明らかに困難であり、また新しいパイプを設備するとき被覆に機械的損傷を与える可能性があるからである。また良し悪しの評価も困難な問題である。新しいやや大きめのパイプの内表面とか上部にセメント被覆をすることはもし完全に被覆ができるならば効果がある。

高アルカリ掘さく泥漿

高アルカリ掘さく泥漿またはゲル状物質の使用が多数の油田で行われている。あるオペレーターは東テキサス油田の多数の井戸を使って、環帯への高アルカリ“赤”泥漿の圧入を行った報告を寄せている。このことについては後章にて検討するが、次のごとき点に問題がある。

(1) ケーシングの状態がわからないのでケーシングの崩潰があり得ること。

(2) 目的の点に注入、排出する流体の移動の問題

一方別のオペレーターは現今商業上用いられている有機系ゲル状物質がバクテリア培養のすぐれた培養体であるという実験報告を提出している。

腐食抑制剤

パッカーを設置し、環帯に新しいアルカリ泥水または原油に不気化性抑制剤を入れたものを押し込むことは酸性ガスおよび酸性の水とによる内面の蒸気部分および流体部分の腐食を除去する最も広く応用されている手段の一つである。これはパッカーが油井中に残っている限り内面腐食の問題に対する効果的でまた十分確実な解決策であることは明瞭である。また産油中の井戸の環帯にそのような腐食抑制剤を継続的または連続的に注入することは広く実用化されているしまた効果的である。流体で封じられた油井の環帯にアンモニアのごとき気化性防食剤の使用はよさそうに思える。最も注入方法については詳しく研究される必要がある。

陰極防食

外面の腐食を制御するために陰極防食が用いられるが、これについては多数の人々によって大いに研究されている。あるオペレーターは西テキサス地域の油田の 225 ヲ所の井戸にマグネシウム陽極を使用した応用例を報告している。また東テキサス油田にてもマグネシウム陽極を用いた実験が行われている。地層の固有抵抗が変化してもなら制御の必要がないゆえにこの方法は有利であるが、それがいかなる深さまで有効であるかは考慮されるべき問題である。しかしながら陰極防食が 6,500 ft の深さにてても明らかに効果があることが示されている。整流器、起電陽極いずれかが直流電源として用いられるであろう。

修 理 方 法

特別の修理方法は地域問題と関係して検討する。しかしながらこれらの技術の簡単な説明をする。最も普通に実施されている方法は

- (1) チュービングパッカー (tubing packer) の設置
- (2) 内管の設置
- (3) 圧入セメント塗装
- (4) Casing bowl assembly による損傷したケーシングの切取りと取換え
- (5) 失策点下のケーシングの “backing off” と “die-nipples” の使用による取換え

チュービングパッカー

チュービングパッカーをケーシングの中の逸泥点の下に設置することはケーシング失策を直す最も経済的方法である。もしもそれで故障が起らなければ、これは油井当り 1,000 ドルあるいはそれ以下で正常になる。しかしながらこの方法は応急修理に次ぐ最も不満足な方法と一般に考えられている。というのは失策点が密封されず、腐食性流体が環帯に入り込み、チュービングとパッカーの両材質を腐食し、しばしば穴をあける産油中のパイプの中に地中の流体が入ってしまう。

内 管

油井全体に内管 (inside liner) を敷設することは初めに設置したケーシングの大きさが大きく内管が敷設できるような特別な地域には実用化されている。ところがあるいにく 5 $\frac{1}{2}$ in ケーシングが産油パイプとして多くの油田に用いられている。最も掘さくのととき後日失策が起って内管を設置しよう等と見越してそれに適するケーシングを敷設することは明らかにできない。普通のケーシングに 4 $\frac{1}{2}$ in 平面接合内管 (flush joint liner) を敷設するが、この内管は現在産油が行われているのに支障をきたさない最小の大きさのものである。内管敷設の費用は深度とか鋼材の種類によっていろいろであるが、どこでも 5,000 ドルから 35,000 ドルかかるだろう。ごく最近では部分的に内管を敷設することによって逸泥箇所を塞ぐことが行われている。けれどもその操作に要する費用は全体に内管を敷設する費用にほぼ等しい。

セメント圧入

スクイズ法によってケーシング逸泥箇所のセメント塗装はそれを行う所を地層のある場所に限定してしまう方法でもって、失策点にセメントを塗込むことである。適用圧力によってセメントは損傷した点とその周囲の地層に圧入され、失策の起った部分の周囲がセメントで固められる。これは最も頻繁に用いられそうして成功した修理の方法であり、費用は遮蔽をするに要する段階によって異なるが 3,500 から 7,500 ドルの間で完成する。

ケーシングボウルによる取替

Casing bowl とか patch tool assembly を用いて損

傷したケーシングを新しいパイプと取換えるには次のようにして行う。失策点以下の所に栓 (plug) をはめ、損傷部分を機械的に切断、回収して patch tool で新しいパイプを再設置する。この patch tool は坑の中に残ったケーシングの位置をきめ、その上に新しいパイプが滑り落ちるように設計されている。新旧 両パイプの接合は casing slip と pack-off element でなされる。そうしてこれらの器具は将来の採油作業に妨害とならないようにしておく。この方法はほんのわずかではあるがセメント圧入よりも費用がかかり、最も費用のかかる方法ではあるが、現在行われている修理方法の中で最も確実であるので、人によってこの方法の方がむしろよいとされている。これは腐食したケーシングを回収して実際肉眼で見ることのできる唯一の方法である。そのような再修理の費用は逸泥の深さによって変る。一般に東テキサス油田にて行われている例では用いたパイプの費用を除外して 3,750 から 4,300 ドルにかかっている。

“バックオフ” (Backing Off)

東テキサス油田にて大いに注目されている修理方法がごく最近発達した。それは inside casing slip tool を使用する方法である。この機械でもってケーシングは失策点の下つぎ目のねじを逆に回し、回らないときも無理にも回して抜き、そうして改良された die-nipple でもって新しいケーシングと取替える。最もこの方法は失策の深さがそれほど大きくないときにのみ行われる。この方法によるケーシング修理の費用が東テキサス油田内では油井当り約 2,500 ドルに減ずる見込みが示され、注目されている。

地 域 問 題

種々な問題の中でケーシングの腐食が最も問題となっている五つの地域を委員会の調査対照に選び出した。それらを第2表にかかげる。

第2表 地域別腐食原因

地 域	腐食される面	原 因
東 テ キ サ ス	外 側	腐食性の水とバクテリアの侵食
西テキサス—ニューメキシコ	内 側	酸性ガスによる蒸気部分の腐食
マグノリア, アーカンソー	内 側	酸性ガスによる蒸気部分の腐食
カンサス 西部	外 側	Dakota water sand との接触
カルフォルニア (Ventura)	外 側	バクテリアの侵食

これら各地域は腐食が量的に重大な問題となっている。西テキサス—ニューメキシコとマグノリア, アーカンソー両地域はともに酸性の原油を含むための問題に悩んでいる。他の三つの地域ははなはだ異なった性質の問題である。

東テキサス地域

東テキサス油田にてケーシング失策の深度は深度が明

らかな全失策数の 80% が 400ft までであり、62% が 200 から 325ft の間である。最も激しい腐食は 50 から 75ft の間で起っている。なにが第一の原因であるかについては研究者間で意見が一致していない。しかしながら腐食性の water sand が油田の大部分の地域の 150 から 300ft の深さに存在することが知られている。この水は約 100ppm の固体成分を含む。そうしてそれは比較的高濃度の鉄と炭酸ガスを含有し、地表に産出された直後の pH 値は 5~6 を示す。

ケーシングが腐食を受けた地域に硫化第一鉄泥が見出され、そうしてそこはバクテリアによる腐食が行われていることが示されている。送油管の電流検査とケーシング電圧図とはなんら重要な表面電流または地表電流を示していない。一般に、問題の原因を一つにしようするのは余りにも問題を単純にし過ぎると思われる。大体三つの原因があると考えるのが妥当のようであるが、その中でバクテリアによるものが最も大きな原因であるように思われる。修理はバッカーの設置、セメントの圧入、ケーシングを切断し引上げて、casing bowl を用いて新しいケーシングとの取替え、ケーシングの大きさの許す限りの大きさの内管の設置等である。

ケーシングと腐食性の水との接触を断れば腐食が防げるといふ仮定の下にあるオペレーターが油井のケーシングの外側に高アルカリ泥漿を、逸泥が普通起る場所以下の深さまで圧入した。これはまたバクテリアによる腐食を防ぐのではないか。ケーシングの逸泥個所が多数起っている地域の油井でもってこの制御方法がどの程度有効であるかを試験した。試験に供された二つの油井は今にも放棄されそうなものであったがこのケーシングを修復して検査が行われた。付着した泥漿の pH は平常よりわずかしき増加しない。高アルカリ泥は地層の中に明らかにしみこんでいるがバクテリアの侵食を止められなかった。泥漿を井戸の中に圧入するときの作業上の問題は逸泥の起り易い地層を通りぬけていながら腐食を防ぐべく十分なる深さまで泥漿を送らなければならないという問題であった。150lb/in² の圧に抗して揚水できる小型ロータリーポンプが泥漿圧入のために用いられた。この圧力が泥漿を圧入するのに不十分でもっと大きな圧が必要な場合にはチュービングバッカーが油井に取付けられ、泥漿が往復動ポンプで送入されて圧をバランスさせ、ケーシングの崩壊を防いでいる。このようにして十分満足な圧力が得られても泥漿が減少して地層を浅くしてしまい、二つの井戸の実験ともかんじんの望んだ深さまで泥漿を圧入することができかねた。ケーシングの外側に高アルカリ泥漿の圧入の費用が油井当り 200 ドルであると見積られる。泥漿圧入の状態を見るために放射性元素と γ 線測定装置を用いて行った五つの井戸の実験がある。

そのような装置を用いた結果これらの実験の費用は油井当たり約 700ドルである。

陰極防食は可能性のある地域にて多くのオペレーターに大きな関心をもたれており、装置第 1 号が設置され、注目的となっている。

西テキサス—ニューメキシコ地域

ケーシングの失策は近年西部テキサス—ニューメキシコ地域にはびこってきたので産油業者は大恐ろしさをきたしている。調査の結果ケーシングの失策は Adair, Block 31, Hobbs, Levelland, Means, Seminole, Slaughter および Wassom 油田に広く起っていることが明らかになった。これらの油田の多くは産油能力をフルに動かしているの、なにが事故があればそれだけ油の損失になる。ある会社が修理と今までの仕事の経験をもとにして行った見積であるが、失策の予防手段を行わなければ油井だけで 500 万ドル以上も損をすることになる。

産油会社との共同研究にて失策の主原因として電池作用を除去した。外面の孔食の深度とケーシング電圧図との関連性は次の点で大変よく一致している。すなわち地表電流の大部分は地表すぐ下のパイプの固定箇所から逃げているが、完全に逃げている場合は報告されている地域ではまれである。実際、引上げられたケーシングパイプを調べると多くは外部からの腐食を受けてはいるがわずかである。

本地域の一つの油田は例外であるが、バクテリアの侵食によるものは見つからない。取出されたパイプのカリパー検査と肉眼による検査によると油井の蒸気部分のみが主として腐食していることがわかる。腐食の原因は water sand の側ではなく反対側のケーシングの冷たい壁に水蒸気が凝縮するためと考えられる。最もこの中には炭酸ガス、硫化水素等の酸性ガスが存在する。凝縮した水の酸性度は環帯に存在する全圧と酸性ガス濃度との函数であると信じられている。数人の主任オペレーターが油井中の酸性ガス圧力履歴と腐食量との関係を調べた。これら予備研究が行われて腐食抑制計画に対する適当な案がで上がった。

現在最も広く用いられている腐食抑制方法は次のごとくである。まず初めはチュービングパッカーを設置し環帯に原油 100 バレル当たり抑制剤 1 または 2 ガロンを含み、水を含んでいない原油を押し込むことである。第 2 の方法はアンモニアガスまたはアンモニア水のような揮発性の抑制剤を流体で封じられた環帯に注入することである。1 回分の薬品の注入後 9 ヶ月たって環帯の頭部にアンモニア蒸気が存在していたという報告がある。吸収型または湿式型の抑制剤をポンプ系統とかガスリフト井に連続的に入れたりまたは断続的に入れたりした実験も行われている。この方法はケーシングとチュービングと

の両方の腐食予防になる。しかしこの防食剤あるいは他の気化性防食剤を使用して得られた防食の程度をきめる迅速手段はない。迅速というのはゆっくりとした時間のかかる失敗の記録と比較してである。

失策は次の三つの方法の一つで十分修理される。

(1) セメントまたはプラスチックを漏水口に圧入する。

(2) わずかに小口径の内管の敷設

(3) ケーシングの腐食した部分を切り取って引出し、新しい部分を補充して casing bowl または patch でもって古いパイプに取付ける。

第 1 の方法はパイプが腐食されやすい状態にあるので、圧力によって次々に穴があくことがあるのだが、最も普通に行われている処置である。ケーシングの内管の設置は多くの油井は最初から 5½ in のパイプが設置されているので不可能なことが多い。

第 3 の方法は Permian Basin 地域では地層の中に厚い塩水層が広がっていて、掘さく時から異常に穴の大きな井戸となっていて少々危険である。というのはケーシングとかチュービングの設置用セメントの必要量を計画時の計算量よりも多くされることはまずないので、多くのパイプは水平方向から保持されてまちなちの方向の張力とか圧力を受けながら大塩水層にむきだしでぶらさげられている。このような支えもない大きな穴の中に置かれて起った失策なので他のケーシングもひどく傷んでいて引出してパイプの一端をそろえても他端がきれいに並ばない。この場合に、もしも経済状態が許すならば油井を放棄するとかあるいは再掘さくするとか指示されるのだが、普通内管を設置し、地表にセメントを塗って修理している。本地域でのケーシングの失策の修理費用はトラブルが起らなければ平均 25,000 ドルであるが、パッカーの設置は 1,000 ドルですむ。

マクノリア、アーカンソー地域

マクノリアやアーカンソーのごとく酸性の原油を産出する地域のケーシングの失策は西テキサス—ニューメキシコ地域における場合と非常に似ている。この地域については Bailey と Crowell¹⁰⁾によって十分検討されている。

カンサス西部地域

カンサスとイリノイ地域におけるケーシングの失策は意外に激しい。これは二つの個々の条件下に起っている。カンサスの Bemis—Shutts と Iuki—Carmi 油田における多くの失策は西テキサス—ニューメキシコ地域におけるごとく、蒸気部分中の酸性ガスの内面侵食によって起っている。これに反して Trapp, Dorr, Kreuger および Movel 油田における多数の失策は Dakota 砂層の腐食性の水によるケーシングの外表面侵食の結果でむし

ろ深さが浅い所で起っている。これらの失策は平均費用 3,000 ドルでセメントを圧入することによって通常修理される。陰極防食はこの地域にて多くのオペレーターによって応用されている。

カルフォルニア地域

Doig と Wachter¹¹⁾はカルフォルニアの Ventura 油田における失策について詳細に報告している。多方面に亘る調査と腐食原因となる因子を次々と除いてみて、はじめて失策はバクテリアの侵食によるとした。バクテリアの種類の中で硫酸塩を還元する変種がケーシングと接触している腐食生成物の中から分離された。高アルカリ環境がバクテリアの活動能力を弱めて殺すことがよく知られているので、掘さく中の井戸全部に失策を防ぐ標準的方法として高アルカリ泥漿の使用が行われている。けれどもこの高アルカリ泥漿の使用が既存の油井のバクテリア侵食防止の解決策にはならない。

他の地域

最近あるオペレーターが南部テキサス—メキシコ湾地域の Jim Hogg 郡のコロラド油田におけるケーシング失策数の異常さを報告している。これは微生物による侵食の重大さをますます認知させる。この地域は 1939 年に発見され、約 3,200ft の深さから塩水がほとんどないかまたは全然含まない API 46° の良質な原油を産出している。

データによるとケーシングの失策が 1,450 から 1,550 ft の深さで 9 ヶ所起きている。送油管電流測定およびケーシング電圧図の結果からこの原因は表面電流および地表電流でないことがわかった。

油井 1 本を犠牲にして、研究のために 1,600ft の長さまでケーシングの回収を試みた。けれども不幸にして 1,128ft (28 本) のみが回収された。ケーシングの内側は本質的に新しいものとなんら変わっていない。外側は頭部 4 本を除いて硫化第一鉄を含む緑がかった褐色の鉍泥が付いていた。その厚さは乾いた状態で $\frac{1}{4}$ in もあり、この中には硫酸塩還元バクテリアの存在することが実験により認められた。鉍泥を除去すると硫酸塩還元バクテリアの作用によって腐食された跡がはっきりと現われている。

失策防止手段についての提案

ケーシングの腐食は置かれている経済状態を正しく考慮するとともに油井の制御と安全性の点から調べなければならない。ケーシングの漏れを油田が活動している間に早く見つけるべく大いに努力をし使用している金属がなくなる前に予防方法とか改良方法を行う。ケーシングの腐食の問題と取組んでいる現場腐食技術者のために次のごとく提案をする。

(1) 腐食の点から泥漿とかセメントの塗込みの満足す

べき計画を採用するために油田の幼年時代に新油田の腐食についての特性を調べておく。

(2) 予備調査で不必要であるといわれないかぎり新しい井戸全部の送油管に絶縁フランジを完全に付ける。

(3) 送油管電流調査とか埋蔵量とかから絶縁フランジを付けた方が経済的なら古い油田にてもそれを取付ける。

(4) ケーシングの失策が起っている所でケーシングの回収ができるなら、取出した所で直ちにケーシングの検査が行えるように資格のある腐食技術者を置くこと。

(5) 腐食が起っている油井に気化性および不気化性抑制剤を十分に使用する。

(6) 腐食関係の検査を取出された地中装置全部に行い、損傷した装置についての記録およびその費用のデータをしっかりととのえる。

(7) 穴をあけたチュービングカップリングとオリフィスボタンの使用をやめ、ガスリフトの全部の弁に逆流止め弁 (reverse check valve) を取付ける。

結 論

石油および天然ガスを産出している井戸のケーシングパイプの腐食問題の重大性はごく最近認識されだしたものである。腐食による失策の原因は環境因子の徹底的研究によって大低つきとめ得る。ケーシングの外側の状態をチェックする装置が十分とはいえないが、その他の場合には適当な“装置”がケーシング腐食問題の研究に役立っている。多くの油田にて明らかに損失を少なくしている腐食防止手段は綿密に計画された、泥漿およびセメント塗込みとかケーシングの内面の防食のための腐食抑制剤の使用および表面電流の流れを最小にする絶縁フランジの使用等である。腐食防止の手段としてはこの他陰極防食とか高アルカリ泥漿の配置等研究すべき問題が多い。

文 献

- 1) United States Bureau of Mines Data
- 2) R. F. Hadley : *Petroleum Engineer*, 2, No. 6, 171~176; No. 7, 112, 114, 116 (1940)
- 3) R. L. Starkey & K. M. Wight : *Corrosion*, 3, No. 5, 227~232 (1947) May
- 4) E. S. Bastin et. al: *Bulletin of American Association of Petroleum Geologists*, 10, Part II, 1270 (1926)
- 5) E. Beerstecher : *J. Petroleum Microbiology*, Elsevier Press, Inc. (1954)
- 6) S. P. Ewing & J. F. Bayhi : *Corrosion*, 4, 264~286 (1948) June
- 7) U. R. Evans, L. C. Bannister & S. D. Britton : *Proc. Royal Soc.*, 131 A, 367 (1931)
- 8) J. D. Sudbury, J. E. Landers & D. A. Shock : External Casing Corrosion Control. Paper presented at Fall meeting of Petroleum Branch, AIME, San Antonio, Texas. (1954) Oct. 19.
- 9) R. E. Hammond & S. P. Ewing : *World Oil*, 154~158 (1941) Feb.
- 10) T. D. Bailey & A. M. Crowell : *Oil and Gas J.*, 31~34 (1942) Oct. 15
- 11) K. Doig & A. Wachter : *Corrosion*, 7, No. 7, 212~224 (1951) July