オマーンにおける石油随伴水の性質と処理技術の開発

田崎雅晴*・岡村和夫**・小島啓輔*

Properties of oilfield produced water and development of treatment technologies

Masaharu TASAKI*, Kazuo OKAMURA** and Keisuke KOJIMA*

要 旨

原油とともに汲上げられる地下水である石油随伴水は、オマーンのみならず産油国共通の最大量の廃棄物であり、その殆どを莫大なエネルギーをかけ地中へ返送している。一方、中東諸国では地下水の枯渇、塩害被害等の水資源確保が大きな問題となっている。そのためこの石油随伴水を新たな水資源として利用できれば、大きな環境問題を併せて解決することができる。特に中東のように気候や労働条件が特殊な地域の場合、現地ニーズを正確に掴み、先方の希望するシステムを実現することが重要となる。ニーズに沿った随伴水処理システムを開発し、その処理水の利用の可能性を示すことは、当該国の目指す持続可能産業の創出に大きく貢献できるものとなる。

キーワード：石油随伴水、油分除去、凝集、濾過処理、吸着処理、処理水利用、灌漑

1. はじめに

石油随伴水は、単に随伴水、あるいは、石油同伴水などとも言われ、原油とともに生産される地下水を指す(図1参照)。その水量は一般に原油掘削量の3～6倍量と言われ、油田が古いほど水量は多くなってくる(Fakhru'sl-Razi et al., 2009; Ebenezer et al., 2012)。また、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)(2014)によると2011年時点の陸上での石油随伴水生産量は1日あたり2億4100万バレルであったのに対して、2015年では、1日あたり2億6500万バレルと増加しており、今後も増加傾向にある推測されて

いる。このため石油随伴水は産油国共通の最大量の廃棄物と言われている。

図1 石油随伴水の原理概念図

* 清水建設株式会社 技術研究所 (〒135-8530 東京都江東区越中島三丁目4番17号)
Shimizu Corporation

** 株式会社トッププランニング JAPAN
Top Planning Japan Co., Ltd

オマーンにおいては、原油1に対して石油随伴水量が8～10と膨大な量の随伴水を排出している油井もある (Al-Bemani et al., 2001; Asada et al., 2007)。現在、最大の随伴水を排出している油田には、一日20万 m³以上の随伴水が排出されており、この量は首都マスカットの一日の上水使用量に匹敵する (岡村ほか, 2011; 田崎ほか, 2013b)。

オマーンにおける石油随伴水の処理は、一部浮上法による油分除去を行っている油田があるものの、その多くは浄化と言う観点ではなく油の回収を経済的に行う目的で、重力利用の単純な油水分離システムを採用している。汲上げられた原油はヒーターで暖められて油がスキミングされ石油随伴水と分離され、更に石油随伴水はCPIセパレーターなどの単純な装置によって残りの油分が回収される。その後、この石油随伴水は地下に返送されている。しかし、Fakhru'sl-Razi et al. (2009) では石油随伴水に含まれる油分には油分粒径が10 μm以下とエマルジョン化した微細な油滴が存在するために、CPIセパレーターによる油水分離処理では完全に除去できず、平均250mg/Lの油分が残存していると言われている。

オマーン北部の油田の場合、原油掘削に伴う帯油層の圧力低下の防止のために石油随伴水は全て帯油層に再注入されている。一方南部の場合は、こうした圧力低下がないため、帯油層より浅い地下水層に廃棄されてきた (岡村ほか, 2011; 田崎・岡村, 2012)。しかし、生活用水を地下水に依存している同国では、これら地下水脈に油分が混入する危険性があるために、法令で浅層部への返送が禁止された。それを受けて各油田サイトは油層の上下に存在する深部の地下水層に注入するための水処理方法の確立を1995年からの五ヵ年計画で目指した。深部の地下水層は地下1200～1500mに存在し、石油随伴水処理水を注入するためには高出力のポンプで水を押し込む必要がある。しかし、長期的には飽和圧力の上昇、油分による帯水層の閉塞等から注入に問題を生じる可能性が懸念され、処理水質レベルの向上が求められている。

また、石油随伴水の水質は油井サイトにより異なる。特に塩分濃度や硬度に差が大きく、高いところでは塩分濃度20%以上、Ca濃度10,000mg/L

以上の石油随伴水が発生するサイトもある (次章参照)。さらに昨今、石油増進回収 (Enhanced Oil Recovery; 以下 EOR) 技術の一つであるポリマー圧入法の適用により、石油随伴水水質は従来の石油随伴水とは異なってきている (次章参照)。そのため石油随伴水処理技術には様々な水質にも対応できる様な汎用性のあるシステムが求められてきている。

石油随伴水はその水量が膨大であるために、一般的な工場廃水の処理技術よりも格段に簡易で低コストの処理技術が要求され、既存技術の適用は困難である。また、厳しい気候条件や実質労働者の能力等の制限もあり複雑なシステムやデリケートな装置等を使用することに大きな制限が掛かっている。すなわち「簡易で汎用的な処理技術」を確立する必要がある。

このようなオマーン側のニーズを背景に筆者らは「簡易で汎用性のある高効率な処理システム」の開発を目指してきた。

2. オマーンの石油随伴水の特長

一概に石油随伴水と言っても、その水質は地域により大きく異なっている。原油と共に汲上げられるためにその地下水は化石水であることも少なくなく、塩分濃度が著しく高い場合もある。オマーンの場合、北部の油田ほど塩分濃度が高くなる傾向があり、ある北部の油田では飽和濃度に近い塩分濃度23.4%を示す石油随伴水も存在する。筆者らが実際に分析したオマーン各サイトの石油随伴水の主な水質を表1に示した (田崎ほか, 2013a)。この表からも解るようにカルシウム (Ca) 等のミネラル分も高濃度を示しているサイトが存在している。高濃度ミネラル成分の存在は、配管等の設備へのスケール付着などの障害を引き起こす要因となる。

また、石油随伴水に含有する油分もサイトによりその性状が異なり、オマーンにおいては南部油田の原油は重質油が多いといわれている。表1に示したサイトの中の4サイトの石油随伴水の中の油分 (原油) と一般的なC重油について、その油分を構成する炭化水素の炭素数別の存在比率 (炭素数組成 (%)) を測定した結果を図2に示した。

オマーンのサイトにおける油分の炭素数は15から30程度の炭化水素を主体としているが、サイトAやFでは炭素数10以下の軽い炭化水素も多く存在している。また、C重油同様に炭素数40を超える油分を含む重質油系の油分を含むサイトBなど、地域により油種が異なることが解る。

また、最近では効率的な原油回収のためにEOR技術が適用されてきている。濱田 (2013) の報告によると、当初オマーンで適用されたEOR技術は、蒸気や天然ガスを注入する方法であった。しかし、国内での天然ガス不足や地下水枯渇の懸念などからケミカル圧入法やCO₂注入法などへのシフトが検討されてきた。特に増粘剤であるポリマーなどを用いたケミカル圧入法を適用した油田から産出した石油随伴水 (Polymer

Flood Produced Water：以下 PFPW) が従来の石油随伴水と異なる水質を示し、随伴水中の油滴のエマルジョン安定性が進んでいることなどが Ma et al. (2013) で報告されている。

3. 石油随伴水の処理技術の開発

石油随伴水は前記したようにその発生量が膨大であるために、製油所等の工業廃水処理のような既存の施設の適用は困難である。また、中東諸国ではその過酷な気象条件から、熱や埃に弱い精密な設備の使用が制限され、さらに近隣諸国からのワーカーがプラントの運転を担当するため、作業能力の制約も生じる。従って現地の石油会社からも、「高度な技術を用いた複雑な装置」よりも、

表1 オマーン各サイトの石油随伴水の水質

	salinity (%)	CODMn (mg/L)	CODCr (mg/L)	TOC (mg/L)	Oil (mg/L)	Ca (mg/L)	Mg (mg/L)	Cl (mg/L)
site-A	0.42	23	81	36.9	28	40.0	19.5	1,900
site-B	0.44	57	140	65.0	37	24.4	7.9	2,100
site-C	0.70	7.2	69	3.9	10	116	37.7	3,800
site-D	0.76	6.5	41	1.9	3	100	31.0	4,000
site-E	0.98	8.5	48	9.8	19	126	46.9	2,000
site-F	1.07	9.6	98	7.2	17	136	43.4	6,000
site-G	2.03	13	220	16.0	16	481	145	14,000
site-H	2.59	34	300	17.0	15	579	175	18,000
site-I	15.6	18	-	2.4	41	11,000	2,600	130,000
site-J	18.2	19	-	5.0	36	14,000	2,100	150,000
site-K	23.4	57	-	77.0	18	17,000	2,700	200,000

図2 各サイトの随伴水に含まれる油分の炭素数組成
(分析は ASTM D 2887 に準じたガスクロマトグラフ蒸留法に従い、油分を構成する各炭素数別 (横軸) の存在比率 (縦軸) を示す。)

「簡易でかつ汎用性と効率の高い処理システム」が求められてきた。

これら現地ニーズを満足し、さらにオマーン国内に点在する大小合せて150ヵ所以上の原油生産サイトの異なる随伴水水質にも柔軟に適合出来る処理システムの構築が必要であった。

3.1 開発された処理システムの概要とパイロットプラント

前記した背景をもとに、処理システムが検討されてきたが、筆者らが開発し現地にて実証試験を行った処理システムを紹介する。この処理システムの基本的処理方法は凝集浮上分離である。石油随伴水に分散して存在するエマルジョン化して水と分離し難い数～数十 μm の微細な油分粒子を、凝集剤を添加することにより5mm 大の塊に凝集させ、この油分塊をマイクロバブル技術によって浮上させて効率よく除去する。このシステムは、既存の凝集浮上分離システムにマイクロバブル技術を付加したもので、マイクロバブルが水中の浮遊物質に付着し浮上させる特性を利用している。通常の浮上処理は加圧浮上装置や压力容器などの設備を用いるが、本処理システムでは必要としない。これは中東の気象条件、労働者の能力、及び随伴水の水質に対応するために改良したものである（田崎ほか、2013b）。

開発した石油随伴水処理システムの基本フローを図3に示した。本システムでは中東での稼働を考慮して、砂漠地帯での使用や、人気のない場所での昼夜連続運転など、極力保守管理が低減されるシステムにする必要があり、特に日中の高温による制御回路、センサー、ポンプ等への影響を充分考慮した仕様としている。特に制御回路は熱の影響を顕著に受けるために、回路を設置した制御盤は冷房設備を設置したコントロール室を作り、その中に収めた。また、本システムは多様な随伴水水質に対しても基本となる処理フローであり、各サイト別に最適な運転条件（供給量、凝集剤種及び添加量、濾過速度、吸着速度等）を設定し運転することができる。また、各サイトで必要に応じて処理工程（曝気による脱硫、pH 調整、金属除去等）を付加することが出来る仕様になっている。

このシステムでは、マイクロバブルポンプへの送気は空気ではなく PSA（Pressure Swing Adsorption）方式の窒素ガス発生装置により生成された窒素ガスを用いている。これは実際に設置する生産プラントにおいて、その後の設備やパイプライン等への影響（酸化や防爆等）を考慮したものである。

図3に示したフローに従い、実証処理試験のためのパイロットプラントを製造した。製造したパ

図3 開発した石油随伴水処理システムの基本フロー

1: 原水タンク (20m³), 2: 凝集タンク-1 (0.4m³), 3: 凝集タンク-2 (0.4m³), 4: 浮上槽 (1.4m³), 5: 濾過塔 (0.4m³), 6: 吸着塔 (0.4m³), 7: 処理水タンク (4m³), 8: 凝集剤タンク (200L), 9: 予備薬品タンク (200L), 10: 高分子凝集剤タンク (1m³), 11: PSA, 12: マイクロバブルポンプ, 13: レーキ, 14: スカムタンク, 15: スカム脱水機。

イロットプラントの処理システム全体での設計処理水量は最高 $2\text{m}^3/\text{hrs}$ ($48\text{m}^3/\text{day}$)、アンスラサイトが充填された濾過塔は最大 LV (線速度：流体がろ過タンク断面を通過する速度) を 5.2 m/hr 、活性炭が充填された高次処理用吸着塔は最大 SV (空間速度：ろ過タンク内のろ材を通過する速度) を $6.7/\text{hr}$ である。写真 1 に現地石油サイトに設置したパイロットプラントの様子を示した。

3.2 開発システムによる石油随伴水の処理

前記パイロットプラントを用いて、幾つかの実際のサイトからの石油随伴水による連続実証処理を行い、その性能を検証した。

図 4 は本システムの設計水質としたサイト-1での処理状況を示したグラフである。通常の水処理と同様に、事前に運転条件設定試験により凝集剤 (ポリ塩化アルミニウム; poly aluminum chloride, 以下 PAC) 濃度等を設定し、連続処理を行う。

このシステムの処理フローは「原水 (RW) - 窒素ガス凝集浮上処理 (NF) - アンスラサイト濾過処理 (AF) - 活性炭吸着処理 (AC)」(カッコ内の記号は図中の記号に合致する) である。マイクロバブルによる凝集浮上処理により石油随伴水に含まれていた油分はほぼ除去され、同時に濁度も除去される (田崎ほか, 2013b)。凝集分離後の SS (浮遊物質濃度) は凝集効果により若干上昇するが、アンスラサイト濾過処理により完全に除去される。図 4 において活性炭吸着処理後 (吸着塔出口) の SS がアンスラサイト濾過後より若干上昇しているが、これは連続処理過程で活性炭出口側表面や配管等に析出付着していた成分が、サンプルのタイミングで剥がれて流出し、SS とし

写真 1 実際の現地石油サイトに設置したパイロットプラントの概要

て測定されたためと考えられた。

油分が浮上分離処理により除去されると同時にその分の油分由来の COD 値が低下しているが、それ以外の COD 成分は濾過処理後もほとんど変わらないことより、溶解性 COD であると考えられる。この溶解性 COD 成分は活性炭吸着処理により除去される。

石油随伴水に硫黄化合物が混じることはその油井サイトの特徴から多々見られる。この石油随伴水に含まれている硫化水素やメチルメルカプタンはその臭気のみならず、処理後における腐食性や酸化物による濁度の上昇等の障害が懸念される。そのためこのような硫黄化合物を含有する石油随伴水処理のためには、凝集浮上処理後に曝気処理工程を付加し、水中からの揮発除去及び強制的に酸化物を生成させて、後段の濾過処理で除去工程を行う。すなわち処理フローは「原水 (RW) - 窒素ガス凝集浮上処理 (NF) - 曝気処理 (AR) - アンスラサイト濾過処理 (AF) - 活性炭吸着処理 (AC)」である。

硫黄化合物を含む石油随伴水を生産しているサイト-2にて行った処理試験結果を図 5 に示した。油分は凝集浮上処理によりほとんど除去される。SS が凝集浮上処理及びエアレーションにより上昇しているが、これは石油随伴水中の油分及び油分以外の濁度成分となっている溶解性物質が凝集操作とエアレーションによる酸化作用により析出しフロックとして生じたためである。濁度は濾過処理により完全に除去され、濾過で除去できない溶解性の COD 成分は活性炭による吸着処理

図 4 サイト-1 石油随伴水の連続処理試験における各処理段階での水質の推移

RW; 原水, NF; 窒素ガス凝集浮上処理, AF; アンスラサイト濾過処理, AC; 活性炭吸着処理

により除去される。硫黄化合物は浮上槽内での窒素ガスマイクロバブルによる揮発促進も期待されていたが、本試験運転においては、現状での気液比では随伴水中の全ての硫黄化合物を除去することが出来ず、その後のエアレーションにより全ての硫黄化合物が除去された(田崎ほか, 2013b)。

図5 サイト-2石油随伴水の連続処理試験における各処理段階での水質の推移
RW:原水, NF:窒素ガス凝集浮上処理, AR:エアレーション, AF:アンスラサイト濾過処理, AC:活性炭吸着処理
a:濁度, 油分, SS, CODMn, b:硫化水素, *メチルメルカプタン, **ジメチルスルフィド

前記したようにオマーンにおいてもポリマー圧入法により増粘剤を導入されている油田が増えてきている。この増粘剤を含有している PFPW には、通常の凝集剤の効果が低いことが知られている。増粘剤が混入していないサイト-1やサイト-2においては、凝集浮上処理の際の凝集剤には PAC が有効であるが、PFPW においては PAC よりも硫酸バンド (aluminum sulfate: 以下 AS と記す) が効果的である。写真2に増粘剤を導入しているサイト-3の随伴水 (PFPW) について PAC と AS による凝集比較を行った様子を示した。この図から解るように増粘剤が随伴水に混入することにより、PAC の効果が低減する。この効果低減は、単なる pH やアルカリ度の上昇によるものではなく、随伴水が含んでいる無機炭酸と増粘剤との相互作用により現れている (小島ほか, 2015)。

サイト-3の PFPW の処理試験の結果を図6に示した。また、この PFPW は、前処理としての CPI セパレーターを通過していない未処理の随伴水であるため、非常に油分濃度が高い。そのため油分濃度がパイロットプラント設計値を超えており基本の凝集浮上処理では除去しきれない。未除去の油分は、理論的には次段階のアンスラサイト濾過処理により除去することは可能であるが、濾過処理への負担を軽減するために、基本フローに

写真2 PFPW におけるポリ塩化アルミニウム (PAC) と硫酸バンド (AS) による凝集効果の違い
上: ポリ塩化アルミニウム, 下: 硫酸バンド。凝集促進剤としてアニオン系高分子凝集剤を各 2mg/L 添加

二次凝集処理を付加した。すなわち処理フローは「原水 (RW) - 窒素ガス凝集浮上処理 (NF) - 二次凝集処理 (2F) - アンスラサイト濾過処理 (AF) - 活性炭吸着処理 (AC)」である。

原水 (RW) 中の油分及び濁度は、窒素ガス凝集浮上分離処理 (NF) 及び二次凝集処理 (2F) によりほぼ全て除去された。また、同様に濁度も 90% が除去された。これに対して COD は最初の NF により 40% が除去されたものの、アンスラサイト濾過処理 (AF) 後までその値は変化がなかった。活性炭吸着処理 (AC) によりほぼ除去されていたことより、この COD 成分は SS 由来ではなく溶解性の物質であることが解る (小島ほか, 2015)。

このように EOR 技術が適用され増粘剤が混在している石油随伴水で、さらに油分濃度が高くとも、効果的な処理工程を組み合わせることにより、良好な処理が可能であることを示している。

この一連の石油随伴水処理により発生する廃棄

物は、凝集浮上処理により分離された凝集油分であるスカムである。当然ながら廃棄物は少なれば少ないほど環境的にも経済的にも有利である。本システムではそのスカムを多重円板外胴型スクリーブプレス方式の脱水機を用いることにより減量化を図っている (写真3参照)。また、サイト-1及びサイト-2での連続試験の際に発生したスカムの処理結果を表2に示した (田崎ほか, 2013b)。凝集浮上処理により発生するスカムは原姿で処理総水量の1～2%に相当している。このスカムは脱水機により体積で0.05～0.1%程度まで濃縮された脱水ケーキとなる。更に中東の地域的特長を活かして、この脱水ケーキを強い太陽光による天日乾燥にかけると、最終的に0.005～0.01%にまで減容することも可能である。

4. 石油随伴水処理水の水質と利用の可能性

オマーンをはじめ中東の産油国では地下水の枯渇、塩害被害等が大きな問題となっている。その

図6 サイト-3石油随伴水の連続処理試験における各処理段階での水質の推移

RW；原水，NF；窒素ガス凝集浮上処理，2F；二次凝集処理，AF；アンスラサイト濾過処理，AC；活性炭吸着処理

写真3 スカムからの多重円板外胴型スクリーブプレスによる脱水ケーキの生成

表2 発生スカムの脱水

			PW*	scum	DW**	SDC***
Site-1	volume	m ³	20	0.2	0.009	0.001
	incidence****	%	100	1.0	0.045	0.005
Site-2	volume	m ³	15	0.3	0.015	0.002
	incidence	%	100	1.8	0.100	0.011

*石油随伴水 (oilfield produced water)

**脱水ケーキ (dewatered cake)

***天日乾燥ケーキ (sundried dewatered cake)

****石油随伴水の量を100とした場合の体積比

ためこの石油随伴水を新たな水資源として利用できれば、水不足という大きな環境問題を併せて解決することができる。

今回紹介した処理試験でのサイト-1の原水（石油随伴水）とその処理水（凝集処理後及び吸着処理後）の水質を表3に示した。また、高次処理としてRO（逆浸透膜濾過）処理を行った場合の数値を、オマーンの再利用水の水質基準とともに併記した（小島ほか，2015）。この表からも明らかなように、本来の目的である石油随伴水の油分処理の観点からは吸着処理までの基本フローで十分にその目的を達成できる。しかし、処理水の再利用を考えた場合、決められた水質にまで更に処理を行う必要がある。例えば、処理水を灌漑に利用するためには、表に併記した「灌漑利用のための水質基準」を満足させる必要がある。オマーンの石油随伴水は、前記したように多少なりとも塩分を含む場合が多く、サイト-1においても0.4%程度の塩分を含んでいる。そのため、まずはこの塩分除去を目的としたRO処理を行う。これにより処理水中の塩分は灌漑水として満足する濃度を確保できる。しかし、このサイト-1の場合のよう

に、随伴水にはホウ素が含まれることが多い。このホウ素は単純なRO処理では除去しきれないため、再度RO処理を行う二段RO除去により対応する。表に示されるように、RO供給水のホウ素濃度4.6 mg/Lが、一次RO処理により2.7 mg/Lとなり、二次RO処理により0.4 mg/Lまで低下し、生食用野菜に使用する場合に適用される灌漑利用基準Aの0.5 mg/Lを下回っている。

灌漑利用可能となる基本処理フローから2段RO処理まで行った場合、同サイトの石油随伴水の処理コスト（ランニングコスト）は17.69円/m³と計算されている（小島ほか，2015）。仮にこのコストをかけて随伴水処理水を利用した場合、これまで単に地下に返送していた際の返送コストを削減できることになる。中東諸国の油田サイトではその詳細な地下返送コストを明らかにしていないが、Bauer社が行っているオマーンのNimr油発掘サイトでの報告（Breuer, 2011）やBreuer and Grisse mann（2011）を参考にすると21.6～33.0円/m³と試算される。実際はそれぞれ建設コストや維持管理等が加算されるために単純比較はできないものの、随伴水処理水の灌漑利用の可能

表3 石油随伴水処理水の水質とオマーンにおける灌漑利用及び飲料水にかかわる基準値

		原水	凝集処理水	吸着処理水	第一RO処理 (脱塩処理)	第二RO処理 (ホウ素処理)	再利用水の灌漑用基準*		飲料水基準
							A	B	
油分	mg/L	14.5	0.6	<1.0			0.5	0.5	-
濁度	FTU	24.0	0.7	<1.0			-	-	1
SS	mg/L	5.4	9.0	<1.0			15	30	-
塩素イオン	mg/L	3,760	3,240	3,390	134	2.8	650	650	600
硫酸イオン	mg/L	357	324	337	4.6	0.04	400	400	400
ナトリウムイオン	mg/L	2,820	2,560	2,650	92.2	1.9	200	200	400
マグネシウム	mg/L	36.9	33.8	35.0	0.35	<0.01	150	150	150
マンガン	mg/L	0.20	0.03	0.19	<0.01	<0.01	0.1	0.5	0.4
ホウ素	mg/L	4.9	4.7	4.6	2.7	0.4	0.5	2.4	0.5
ふっ素	mg/L	2.6	1.9	1.6			1	2	2
バリウム	mg/L	0.10	0.08	0.38			1	2	1
リチウム	mg/L	0.12	0.12	0.12	0.02	0.01	0.07	0.07	-
アルミニウム	mg/L	<0.1	<0.1	<0.1			5	5	0.2
銅	mg/L	<0.01	<0.01	<0.01			0.5	1	2
亜鉛	mg/L	<0.01	<0.01	<0.01			5	5	3
鉄	mg/L	<0.05	<0.05	<0.05			1	2	1
クロム	mg/L	<0.02	<0.02	<0.02			0.05	0.05	0.05
カドミウム	mg/L	<0.001	<0.001	<0.001			0.01	0.01	0.003
鉛	mg/L	<0.005	<0.005	<0.005			0.1	0.2	0.01
ヒ素	mg/L	<0.005	0.009	0.009			0.1	0.1	0.01
セレン	mg/L	<0.002	<0.002	<0.002			0.02	0.02	0.01
水銀	mg/L	<0.0005	<0.0005	<0.0005			0.001	0.001	0.001

*A:主に生食用野菜に使用する場合、B:主に加熱用野菜に使用する場合

性は経済的に見ても低くはないと考えられる。

実際に石油随伴水処理水を用いて灌漑試験も行われている（財団法人 国際石油交流センター，2009）。図7は3種の牧草を対象として、随伴水処理水と水道水による比較試験を行った様子である。グラフはポット試験により生育した植物体の乾燥重量を比較している。この試験ではRO処理を行わずに吸着処理までの処理水を用いている。そのため石油随伴水処理水に若干の塩分（約0.5%）が含まれるため、塩分に敏感なアルファルファの処理水灌漑時に若干の生育不良が見られたものの、他の2種類においては顕著な差は見られず、石油随伴水処理水の灌漑が可能であることが示唆されている。

前記したように石油随伴水には高濃度塩分を含んでいるサイトも存在する。これらの含塩性随伴水は、直接植物栽培等の灌漑への適用は困難である。また、塩分濃度3%を超える場合は、技術的にも効率的な脱塩による処理水利用は現実的ではない。そのため石油随伴水処理水の適用を進めるためには、この含塩石油随伴水の効果的な利用方法を検討する必要がある。そこで筆者らは、昨今期待の大きい藻類ビジネスへの利用可能性に

ついて検討を行った（財団法人 国際石油交流センター，2013）。米国エネルギー省（2010）によると中東は世界的にも藻類培養に適した地域であり、その地形と自然環境を生かしたこの新たな産業の創出が期待されている。公共の微生物コレクションより入手した既知の藻類や、中東の特長のある自然環境の中から単離した塩分に耐え得る藻類を用いて、実際の含塩随伴水処理水を用いて現地屋外での培養試験を行い、良好な生育が可能であることを確認している（財団法人国際石油交流センター，2012；財団法人国際石油交流センター，2013）。

5. まとめ

原油の8倍量以上と言われるオマーンの石油随伴水は、莫大なコストとエネルギーをかけて地下深層部（約1000m）へ返送されている。また、石油随伴水の占める割合は、油田が古くなるほど大きくなると言われている。一方、オマーンで利用される水の90%以上は地下水に依存しており、これはGCC諸国の中でも非常に高い。また、オマーンの地下水の55%が補充の効かない化石水と

図7 石油随伴水処理水と水道水による灌漑試験の様子

a: ヤード試験, b: ポット試験, グラフ: ポット試験の結果から得られた各植物乾燥重量比

考えられており、水資源の枯渇が現実的な問題となっている。そのため、塩分濃度の低い石油随伴水を効果的に浄化できれば、オマーンにおける大きな水資源になり得ると考えられる。

石油随伴水の処理は石油が利用され始めてから継続的にかかえてきた大きな課題である。処理技術においては、我々とはかく最新の制御装置を搭載した機材を用いて、処理効率を優先した処理システムを考えがちである。しかし、中東のように気候や労働条件が特殊な地域の場合、現地ニーズを正確に掴み、先方の希望するシステムを実現することが重要であった。更に単に処理に留まらず、当該国の産業の振興に寄与できるスキームを作成して進めることは、先方の理解を得やすく、技術展開もスムーズに行く。

今回紹介した石油随伴水処理システムは、低コスト排水処理技術（加圧浮上・濾過・吸着等）のベストミックスにより、汎用性に富み操作が簡易で高効率なシステムとなっている。さらにこれまで「廃棄物」であり「戻す、捨てる」ための処理を行っていた石油随伴水を、農業生産や藻類培養への利用性を実証して「新たな水資源」としての可能性を示したことは、同国の目指す持続可能産業の創出に大きく貢献できると考える。

なお筆者らが行った検討は、一般財団法人国際石油交流センター（現 一般財団法人 JCCP 国際石油・ガス協力機関）が実施した産油国石油産業基盤整備事業の一環で行われた一部である。

参考文献

- 岡村和夫・田崎雅晴・幾島賢治 (2011)：マイクロバブルを用いた油田随伴水の低コスト処理。PETROTECH, 34 (11), 787-790.
- 小島啓輔・田崎雅晴・岡村和夫・Mark Sueyoshi・Sueyoshi, M.・Al-Maamari, R.S. (2014)：ケミカル圧入法が適用された石油随伴水に対する効果的な凝集剤の検討及びオマーンにおける連続処理試験。Journal of the Japan Petroleum Institute, 57 (6), 276-286.
- 小島啓輔・田崎雅晴・岡村和夫・Mark Sueyoshi・Sueyoshi, M.・Al-Maamari, R.S. (2015)：オマーンにおける水資源創出のための石油随伴水利用に関するコスト試算。土木学会論文集 G (環境), 71 (26), 62-72.
- 財団法人国際石油交流センター（現 一般財団法人 JCCP 国際石油・ガス協力機関）(2009)：オマーン国における油田随伴水の処理とその利用に関する調査。平成20年度産油国石油産業等産業基盤整備事業報告書。
- 財団法人国際石油交流センター（現 一般財団法人 JCCP 国際石油・ガス協力機関）(2012)：油田随伴水の処理とその利用に関する技術開発（オマーン）フェーズⅡ。平成23年度産油国等石油関連産業基盤整備・国際共同研究事業報告書。
- 財団法人国際石油交流センター（現 一般財団法人 JCCP 国際石油・ガス協力機関）(2013)：油田随伴水の処理とその利用に関する技術開発（オマーン）フェーズⅡ。平成24年度産油国等石油関連産業基盤整備・国際共同研究事業報告書。
- 田崎雅晴・岡村和夫 (2012)：オマーンにおける石油随伴水処理－産油国における環境対策－。土木施工, 53 (8), 44-47.
- 田崎雅晴・小島啓輔・岡村和夫 (2013a)：石油随伴水の COD 測定における一考察。Journal of the Japan Petroleum Institute, 56 (4), 244-248.
- 田崎雅晴・岡村和夫・Mark Sueyoshi・Sueyoshi, M.・Al-Maamari, R.S. (2013b)：オマーン国における異なる3種の石油随伴水のパイロットプラント処理試験。Journal of the Japan Petroleum Institute, 56 (6), 406-413.
- 独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構 (2014)：石油・天然ガス開発をめぐる技術的な課題。石油・天然ガスレビュー, 48 (1).
- 濱田秀明 (2013)：石油天然ガス・金属鉱物資源機構 (JOGMEC) 石油天然ガス資源レポート。http://oilgas-info.jogmec.go.jp/report_pdf.pl?pdf=1312_out_h_00_Oman_Resource_trend_2013HPUpload%2epdf&id=5043. (2017.09.08閲覧)
- Al-Bemani, A., Al-Mazrui, S., Ahmed, M., Escechie, H., Al-Haddabi, M., Al-Khanjari, S., Hirayama, A., Maegaito, M., Kawaguchi, M. and Ishikawa, A. (2001)：Omani Oil Fields Produced Water Treatment and Utilization, International Symposia on Elemental Sulfur for Agronomic Application and Desert Greening, ESAA & DG, Abu Dhabi, United Arab Emirates.

- Asada, M., Hirayama, A., Al-Maamari, R.S., Sueyoshi, M., Kawaguchi, M., Ishikawa, A., Maegaito, M., Okamura, K., Al-Bemani, A.S. and Al-Mazrui, S.A. (2007): Feasibility Study on Treatment and Utilization of Oilfield Produced Water in Oman. Proceedings of the 1st Joint QP-JCCP Environment Symposium on Sustainable Development and Climate Change, Doha, Qatar.
- Breuer, R. and Grisseemann, E. (2011): Produced Water Treatment Using Wetlands- Reducing The Environmental Impact Of Oilfield Operations. Society of Petroleum Engineers, SPE European Health, Safety and Environmental Conference in Oil and Gas Exploration and Production, 22-24 February, Vienna, Austria.
- Breuer, R.: Commercial scale produced water treatment using wetlands-reducing the environmental impact of oil field operations. http://www.vetiver.org/USA_BAUERNimrOman_Article.pdf, Department of Energy, U.S. (2010): National Algae Biofuels Technology Roadmap (Final). (2017.09.07閲覧)
- Fakhru'sl-Razi, A., Pendashteh, A., Abdullah, L.C., Biak, D.R., Madaeni, S.S. and Abidin, Z.Z. (2009): Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *Journal of Hazardous Materials*, 170, 530-551.
- Igunnu, E.T. and Chen, G.Z. (2012): Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 9 (3), 157-177.
- Ma, B., Gao and B., Yue, Q. (2013): Study on emulsification stability of wastewater produced by polymer flooding. *J. Petrol. Sci. Eng.*, 110, 27.

(受付：2017年7月12日，受理：2017年11月16日)