

Fri. Nov 13, 2020

Room F

Natural resource exploitation

[2F01-04] Natural resource exploitation 1

Chair:Yuichi Sugai(Kyushu University)

9:00 AM - 10:00 AM Room F (3F/Conf. Room F1-2)

[2F01] US shale oil enters a new phase

○Masaru IHARA Ihara¹ (1. JOGMEC)

9:00 AM - 9:15 AM

[2F02] The result of paraffin inhibitor field test: how to

reduce the impact of asphaltene-paraffin co-precipitation under jet pump operation

○Jun Fukuda¹, Masaharu Kurosawa¹, Tatsuya

Yoshimoto¹ (1. INPEX Corp, Domestic Exploration &Production Project Division, Production Unit)

9:15 AM - 9:30 AM

[2F03] Evaluation of Corrosion Inhibitor with High Flow Rate of Natural Gas Gathering pipeline containing CO₂

○Toshiyuki Sunaba¹, Takashi Ito¹, Susumu Hirano¹ (1.

INPEX CORPORATION, Technical Research Center, Materials &Corrosion Group)

9:30 AM - 9:45 AM

[2F04] Current status and issues of geothermal development in Japan

○Hiroki Goto¹ (1. Idemitsu Kosan Co.,Ltd.)

9:45 AM - 10:00 AM

Natural resource exploitation

[2F05-07] Natural resource exploitation 2

Chair:Masaru Ihara(Japan Oil, Gas and Metals National Corp.)

10:15 AM - 11:00 AM Room F (3F/Conf. Room F1-2)

[2F05] The efforts for the application of micro bubble technology to CCS /CCUS(EOR)

○Masanori Nakano¹, Ryo Ueda², Ziqiu Xue³ (1. Japan

Petroleum Exploration Co., Ltd. Domestic E&P Project

Division Exploration &Development Dept., 2. Japan

Petroleum Exploration Co., Ltd. Technical Division

Research Center, 3. RITE (Research Institute of Innovative Technology for the Earth))

10:15 AM - 10:30 AM

[2F06] Study of the influences of fine particles on thermal property of heavy crude oil by using TG-DTA analysis

○Vatana Mom¹, Ronald Nguele¹, Kyuro Sasaki¹, Yuichi

Sugai¹ (1. Kyushu University)

10:30 AM - 10:45 AM

[2F07] Study on enhanced heavy oil recovery technique using aluminum oxide nanofluid

○Hiroki Inoue¹, Ronald Nguele², Kyuro Sasaki², Yuichi

Sugai² (1. Department of Cooperative Program for

Resources Engineering in the Graduate School of

Engineering, Kyushu University, 2. Department of Earth

Resources Engineering Faculty of Engineering, Kyushu

University)

10:45 AM - 11:00 AM

Natural resource exploitation

[2F08] Natural resource exploitation 3

Chair:Hiroyuki Nakagawa(Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.)

11:00 AM - 11:30 AM Room F (3F/Conf. Room F1-2)

[2F08] [Award Lecture-The Japan Petroleum Institute

Award for Distinguished Papers] Influence of carbonated water– rock interactions on enhanced oil recovery in carbonate reservoirs: Experimental investigation and geochemical modeling

○Mai Shimokawara¹, Elakneswaran Yogarajah²,

Toyoharu Nawa, Satoru Takahashi¹ (1. Japan Oil, Gas and Materials National Corp. (JOGMEC), 2. Division of

Sustainable Resources Engineering, Faculty of

Engineering, Hokkaido University)

11:00 AM - 11:30 AM

Natural resource exploitation

[2F09] Natural resource exploitation 4

Chair:Hiroyuki Nakagawa(Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.)

1:15 PM - 2:00 PM Room F (3F/Conf. Room F1-2)

[2F09] Energy resources in Kumamoto area and their current status

○Hiroki Matsuda¹ (1. Faculty of Advanced Science and Technology)

1:15 PM - 2:00 PM

Natural resource exploitation

[2F01-04] Natural resource exploitation 1

Chair: Yuichi Sugai (Kyushu University)

Fri. Nov 13, 2020 9:00 AM - 10:00 AM Room F (3F/Conf. Room F1-2)

[2F01] US shale oil enters a new phase

○Masaru IHARA Ihara¹ (1. JOGMEC)

9:00 AM - 9:15 AM

[2F02] The result of paraffin inhibitor field test: how to reduce the impact of asphaltene-paraffin co-precipitation under jet pump operation

○Jun Fukuda¹, Masaharu Kurosawa¹, Tatsuya Yoshimoto¹ (1. INPEX Corp, Domestic Exploration & Production Project Division, Production Unit)

9:15 AM - 9:30 AM

[2F03] Evaluation of Corrosion Inhibitor with High Flow Rate of Natural Gas Gathering pipeline containing CO₂

○Toshiyuki Sunaba¹, Takashi Ito¹, Susumu Hirano¹ (1. INPEX CORPORATION, Technical Research Center, Materials & Corrosion Group)

9:30 AM - 9:45 AM

[2F04] Current status and issues of geothermal development in Japan

○Hiroki Goto¹ (1. Idemitsu Kosan Co., Ltd.)

9:45 AM - 10:00 AM

2F01 米国シェールオイルは新フェーズに

US shale oil enters a new phase

（石油天然ガス・金属鉱物資源機構）○伊原 賢（いはら まさる）

2019 年米国エネルギー情報局 EIA は、米国の原油生産量は 2019 年 1225 万 BPD に達し、2020 年は 1318 万 BPD と予測した。2019 年 11 月、国際エネルギー機関 IEA の World Energy Outlook では、2030 年までの原油生産増の 85%は米国からで、同年には 1900 万 BPD になると予想した。OPEC プラスの市場シェア(約 4 割)をおびやかす勢いだ。

しかし、大手コンサルタント IHS Markit 社はその勢いも 2021 年までだと分析した。例えば、メジャーなシェールオイルの生産地である Permian 堆積盆では、投資家からの圧力により、増産よりもキャッシュフロー増に重きが置かれ、投資や生産調整が見られるからだ。同堆積盆では生産開始 5 年後の 1 坑当たりの生産レートは 30BPD に落ち込むことも気になる。2020 年、米国シェールオイルは 44 万 BPD の増産に留まり、2021 年には頭打ちになると見た。2018 年には 200 万 BPD もあった増産が 2021 年にはなくなるといことは、米国のシェールオイル開発者にとって、緩やかで新しいフェーズに入ったことを意味した(IHS Markit 社北米非在来型資源担当の Raoul LeBlanc 副社長)。年 100 万 BPD 以上の増産が続いた過去数年からするとドラマチックなシフトである。IHS Markit 社は、WTI 原油価格は 50 ドル/バレル台で推移し、2019 年、2021 年、2022 年の投資は 10%減、12%減、8%減となり、2019 年の投資額 1020 億ドルは 2022 年には 830 億ドルまで減るとした。米国のシェールオイル開発者にとって、増産と株主の期待を同時に満たすには、65 ドル/バレル程度の WTI 原油価格が必要と見た。このように、シェールオイルの生産動向には楽観論と悲観論が入り混じった。

開発者は、経済的な生産量の追加には、新規掘削よりも掘削済みの坑井(Drilled But Uncompleted)の仕上げ(水圧破砕)に重きを置こうとしている。EIA 情報によれば、米国の 8 つのシェールオイル・エリアにおける DUC は 2019 年 1 月時点で 8800 坑あったが、9 月末で 7740 坑まで減少した。活発なシェールガス・オイル開発は、米国を 2009 年、2014 年に世界最大の天然ガス・石油(原油+天然ガス液)生産国に

押し上げた。しかし、近年の油価推移をみる限り、増産に突き進む「競争的な産業構造」が特徴であったシェールオイル開発は、中堅・中小規模の企業の再編・淘汰の流れは続き、慎重な投資に基づく安定生産にシフトしている。

一方、シェールガス開発企業の状況は深刻で、投資減や生産減に苦しんでいる。Chesapeake Energy, EQT, Callon Petroleum, Cimarex, Diamondback Energy の各社とも 2019 年の第 3 四半期決算では、投資・生産量ともに減少傾向であった。その場で、成長持続に本質的な疑念ありと述べた Chesapeake Energy の CEO は、その後、投資家に経営の健全性を説明するのに苦心した。また、Pioneer Natural Resources 社の Scott Sheffield 氏は、OPEC は「米国シェールの長期成長を脅威としてそれほど気にすることはなかろう」と述べた。

さて油価の動きを振り返ると、2014 年下期以降急落、WTI は一時 30 ドル/バレルを割り込んだが、2016 年 12 月の OPEC・非 OPEC による生産調整合意後、価格は 50 ドル/バレル後半に上昇した。その後 OPEC 生産調整の動向と方針、米シェールの増産、地政学リスクや株式相場等の要因を受け、原油価格は 2017 年以降概ね 45~70 ドル台/バレルで推移してきたが、2020 年 1 月からの中国発の新型コロナウイルスの蔓延は世界経済を 11 年ぶりの低成長に陥れ、加えて 3 月 OPEC プラスは減産拡大で決裂し、WTI 原油価格は 1 時 30 ドルに急落した。その後回復し、1 バレル当たり 35~45 ドルで推移している。

シェールオイル開発は、掘削開始から生産ライン繋ぎこみまでの時間短縮、水圧破砕時間の短縮、水平坑井長の延伸といった技術の進歩に加え、生産トレンド・岩石力学・貯留層工学に係るビックデータの処理・解析による付加価値創出によって楽観論を支えてきたが、2020 年 3 月に入ってから油価急落は悲観論に拍車をかけた。米国シェールオイルは新フェーズにどの程度入ったのかを考えてみたい。

了

ジェットポンプ採油坑井における アスファルテン・パラフィン共析出物による影響の低減を目的とした パラフィンインヒビターのフィールドテスト結果

(INPEX*)^{ふくだじゅん}○福田 潤*・^{くろさわまさはる}黒澤誠治*・^{よしもとたつや}吉本達哉*

1. 緒言

ジェットポンプ採油（図 1）を行っているある坑井において、生産・駆動油流体に含まれるアスファルテン分がノズル部に付着・部分閉塞し、駆動油圧入圧力の変動が生じている。操業において、この変動により坑井関連機器の運転圧力の上限に到達しないよう、適宜駆動油の循環レートを抑制しており、これに伴い原油生産量の低下が発生している。

より安定した効率的な生産を実現するため、ノズルの部分閉塞を引き起こすアスファルテンの析出機構に着目した。駆動油温度が低い環境ではストレーナーで固形物がより多く捕捉されることから、アスファルテンの析出には温度依存性のあるパラフィンの析出が関与していると推測し、パラフィンインヒビター(PI)のフィールドテストを実施した。本発表ではその手法と結果を報告する。

2. 実験

フィールドテストに先立ち、ラボテストにて PI の有効濃度を確認した結果、625～2500ppm の濃度で有効との結果を得た。

2020 年 2 月～3 月の 30 日間に渡りフィールドテストを実施した。フィールドテストにおいては PI を圧入ポンプの吸込部に注入し、圧入圧力変動や運転変更の頻度、ADT 試験、原油の粘度測定を実施し、PI 使用期間とその前後で比較を行った。

3. 結果及び考察

図 2 に CT 管内（ノズルの直上流）における PI の濃度推移と圧入ポンプ運転状況を示す。有効濃度に到達した後は圧入ポンプの回転数変更頻度が減少し、運転状況が改善した。このことから、PI を使用しない場合、地上でパラフィン生成開始温度を下回った駆動油中のパラフィンがアスファルテンを巻き込む形で共析出し、坑内で地温と生産流体に温められてパラフィン分は溶解する。しかしアスファルテン分は溶解せず凝集してノズル部に付着する事象が起きていることが分かった。

また、運転状況の改善はテスト開始から約 2 週間後に見られたことから、ジェットポンプ採油坑井でのフィールドテストは数日間ではなく 1 か月程度の期間を確保して実施することが望ましい。

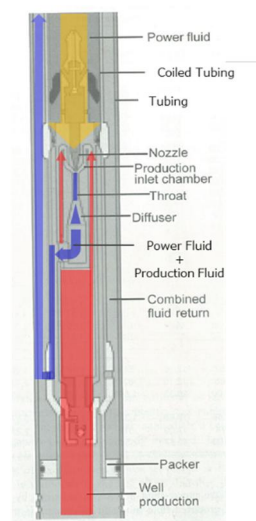


図 1 ジェットポンプの機構¹

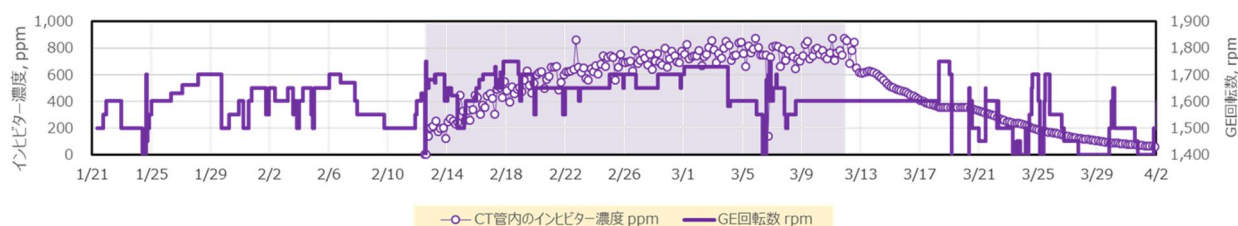


図 2 圧入圧力と圧入ポンプの運転状況（紫ハイライト部がフィールドテスト期間）

¹ Petroleum Engineering Handbook Vol. IV

CO₂含有天然ガス集ガスラインの高流速化に伴う腐食抑制剤の選定INPEX ○^{すなばとしゆき}砂場敏行, ^{いとうたかし}伊藤孝, ^{ひらのすすむ}平野奨

1. 緒言

石油天然ガス開発の生産流体の輸送においてパイプラインは主な輸送手段であり、敷設のコストは大きいものの適切なメンテナンスにより 30 年以上使用することが可能である。一方で、坑井からの生産流体には水や酸性ガス (CO₂, H₂S) などの腐食性物質が含まれることから適切な防食が必要となり、長距離となるパイプラインでは炭素鋼管と腐食抑制剤の防食が行われている。国内ガス田においては、炭素鋼管製の集ガスラインに腐食抑制剤の添加により防食を実施しているが、図 1 のような溶接部の選択腐食が発生しており、腐食抑制剤の評価選定は重要な要素である。今回 CO₂ 含有天然ガス集ガスラインの高流速化に伴う腐食抑制剤の選定に関して報告する。



図 1 炭素鋼管溶接部選択腐食例

2. 実験

実験は、炭素鋼配管材と溶接金属および腐食抑制剤を組合せて実施した。試験材として、圧力配管用 STPG 炭素鋼管 370 を用い、母材と溶接継手の 2 種類の材料を評価した。腐食抑制剤として、実際の現場で使用している皮膜形成型の油溶性水分散性イミダズリン系腐食抑制剤を用い、濃度 250ppm および 500ppm を評価した。試験環境は、生産流体腐食環境を模擬しており、試験液として 5000ppm Cl⁻を添加したイオン交換水を用いた。Rotating Cage 付圧力容器で 2 種類の流速(2m/s, 8m/s)を模擬し 0.5MPa CO₂分圧に調整し 1 週間

の浸漬腐食試験を実施した。

3. 結果及び考察

図 2 に腐食試験後の試験片表面を示す。2m/s の環境では試験片の溶接部に若干の腐食が見られるが腐食抑制剤 250ppm 添加によりほぼ防食された。流速 8m/s の環境では、溶接部が無い試験片では全面腐食の形態となっており、溶接試験片では、溶接部を中心に選択腐食が生じた。腐食抑制剤濃度 500ppm に増加したところ熱影響部に関してはほぼ抑制されたが、溶接材においては激しい選択腐食の発生が確認された。これらの挙動は、腐食抑制剤の吸着性が吸着する金属表面の成分や組織の影響を受けるためと考えられる。

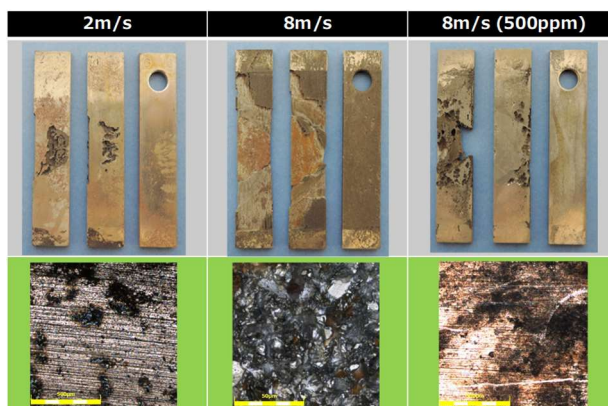


図 2 試験後の炭素鋼試験片表面
(右から溶接継手, 溶接継手, 母材)

また、腐食抑制剤の選定にあたっては、プラントでの油水分離に影響を与えるためエマルジョン試験、冬季の低温安定性試験等評価しフィールド試験を経て正式採用に至る。

4. まとめ

- 流速の増加により、溶接部および熱影響部において腐食抑制剤の効果が低下、局部腐食の発生が確認された。
- 同じガス田においても生産の経過に応じて流速等の生産条件が変わることから、腐食抑制剤選定を含めた適切な防食対策が重要である。

我が国の地熱開発の現状と課題

（出光興産(株) 後藤弘樹^{ごとうひろき}）

1. はじめに

我が国の地熱ポテンシャルは世界第3位と言われているが、その発電設備容量は2020年現在で約55万kWしかなく、ポテンシャルに対する開発率は僅か3%に満たない。貴重な国産エネルギーである地熱を継続的に開発して行くために、地熱が置かれる現状と課題について報告する。

2. 地熱の歴史

国内第1号の地熱発電所は、1966年に運転開始した松川地熱発電所（岩手県：出力23.5MW）に遡る。本発電所は、開発会社の自家用発電所として建設され、現在も稼働している。その後地熱発電は1970年代の石油危機に端を発して石油代替エネルギーとして注目され、国の支援もあり80年代は地熱開発ラッシュとなり現在の主要発電所の多くが建設された。しかし90年代から約20年間は電力自由化の波の中で、火力・原子力発電等の大型電源に比較してコスト高を克服できず、開発停滞期となった。2010年代に入り地球環境問題の高まりに加え原子力発電所の事故の教訓から、再生可能エネルギーとして再び開発機運が高まり現在に至っている。

3. 地熱発電の特徴

地熱発電は、豊富な国産エネルギーであることは勿論、気象条件に左右されないベースロード電源としての長を有している。また資源調査から発電所建設まで一貫して国内技術を活用できる強みがある。（世界の地熱発電所タービンの約7割を国産メーカーが占有）また一旦開発されるとその発電寿命は長く、現在国内では運開50年近くを迎えた設備のリプレイスが相次いでいる。しかし調査期間の長さ、資源開発であるが故の地下リスク、そして自然公園・山間林野内での資源偏在に

伴う規制の存在のため、他の再生可能エネルギーと比較すると開発が難しいエネルギーと言える。

4. 現状

2011年に再生可能エネルギー特別措置法が施行され、翌年よりFIT制度（全量固定価格買取制度）が開始され、また資源開発としてJOGMEC支援制度が新設された。加えて規制緩和も徐々に進展している。

地熱開発における支援は以下の通りである。

- ・ FIT制度（採算予見性向上）
 - ・ JOGMEC支援（助成金による調査支援、出資・債務保証）
 - ・ 自然公園内調査の規制緩和（特別地域2, 3種内の緩和、1種内の域外からの掘削等）
 - ・ 環境アセスメント期間短縮（前倒し環境調査）
- 現在、上記の支援・規制緩和もあり停滞していた調査が2012年以降全国で進んでいる。

5. 課題

再生可能エネルギーの開発はFIT制度の制定と共に急速に進んだ。しかし、国民負担の増大、出力変動型電源の偏在による電力の安定供給問題も同時に顕在化している。

安定電源である地熱発電でも、今後も継続して開発を進めるには、

- ・ 2022年度より予定されているFITからFIP制度への移行に伴う採算予見性の確保
- ・ 送電系統の担保（電源種別での容量確保）
- ・ 更なる規制緩和（許認可手続きの並行化等）
- ・ 国による地熱調査の拡充（リスク低減）

等の多くの課題がある。これらの課題に対して将来を見据え弛まず一つひとつ解決し環境整備して行く必要がある。

Natural resource exploitation

[2F05-07] Natural resource exploitation 2

Chair: Masaru Ihara (Japan Oil, Gas and Metals National Corp.)

Fri. Nov 13, 2020 10:15 AM - 11:00 AM Room F (3F/Conf. Room F1-2)

[2F05] The efforts for the application of micro bubble technology to CCS /CCUS(EOR)

○Masanori Nakano¹, Ryo Ueda², Ziqiu Xue³ (1. Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. Domestic E&P Project Division Exploration & Development Dept., 2. Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. Technical Division Research Center, 3. RITE (Research Institute of Innovative Technology for the Earth))

10:15 AM - 10:30 AM

[2F06] Study of the influences of fine particles on thermal property of heavy crude oil by using TG-DTA analysis

○Vatana Mom¹, Ronald Nguete¹, Kyuro Sasaki¹, Yuichi Sugai¹ (1. Kyushu University)

10:30 AM - 10:45 AM

[2F07] Study on enhanced heavy oil recovery technique using aluminum oxide nanofluid

○Hiroki Inoue¹, Ronald Nguete², Kyuro Sasaki², Yuichi Sugai² (1. Department of Cooperative Program for Resources Engineering in the Graduate School of Engineering, Kyushu University, 2. Department of Earth Resources Engineering Faculty of Engineering, Kyushu University)

10:45 AM - 11:00 AM

マイクロバブル技術を適用した CCS/CCUS(EOR)への取り組み

(石油資源開発*・地球環境産業技術研究機構**) ^{なかのまさのり}○中野正則*・^{うえだりょう}上田 良*・^{せつじきゅう}薛 自求**

1. はじめに

CCS/CCUS(EOR)においては CO₂ 貯留量や原油生産量の極大化や操業・設備コストの削減など最適化努力が日々行われている。マイクロバブル (MB) は直径 1~100 μm のファインバブル (微細気泡) の一つであり、気泡上昇速度 (浮力) の低下、流体への溶解速度上昇、界面張力の低下など CCS/CCUS(EOR)における新たな技術としてフィールド適用への展開が期待できる技術である。本発表ではマイクロバブル技術に関するこれまでの取り組みや成果について紹介を行う。

2. ラボ実験

ラボ実験ではマイクロバブル注入効果・メカニズムの検証を進めた。X 線 CT 装置を使用したコアフラッド実験を実施し、通常の CO₂ 注入法 (NB) との比較からマイクロバブルの効果として、CCS を模擬したマイクロバブル CO₂ 注入実験では CO₂ 貯留量の増加、CO₂-EOR を模擬した実験では +16% の増油効果が確認できた (図 1)。

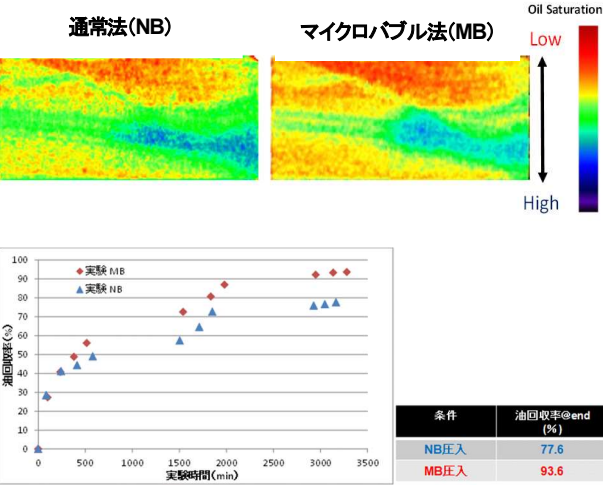


図1 ラボ実験における増油効果

3. フィールド実証試験

フィールド実証試験は石油資源開発(株)の油田坑井を使用し、単一試験井 (生産休止井) での Huff ' n Puff 方式で実証試験を実施した (図 2)。



図2 フィールド実証試験装置他

フィールド実証試験はマイクロバブル CO₂ 圧入、通常法での CO₂ 圧入の 2 つの方式で実施し、比較検討を行った。マイクロバブル圧入効果については、CO₂ 安定圧入時の圧入指数の比較から、マイクロバブル圧入で 0.36t/D/MPa、通常圧入法で 0.09t/D/MPa、と約 4 倍に向上したこと、またフローバック後の CO₂ 貯留率 ((1-CO₂ 産出量/CO₂ 圧入量) × 100) は、マイクロバブル圧入で 80.2%、通常圧入法で 62.5%とマイクロバブル法にて CO₂ 圧入性と貯留性向上を示唆する結果が確認できた。油の生産量も試験前生産時より多く、油生産の面でも改善が見られた (表 1)。

表1 フィールド実証試験結果一覧

実証試験結果	圧入量			産出量			CO2貯留		
	CO2 (t)	水 (m3)	水 (L)	CO2 (t)	水 (m3)	水 (L)	油 (L)	量 (t)	率 (%)
通常法	5.8	3,211	1,150	2.1	1,203	351	0	3.7	2,008 62.5
マイクロバブル法	20.1	11,033	4,000	3.9	2,189	1,200	600	16.3	8,844 80.2

4. おわりに

ラボ実験やフィールド実証試験での検証から、CCS/CCUS(EOR)技術としてのマイクロバブル圧入技術の適用性は高まったと言える。しかしながら CO₂ の圧入性や貯留率の向上、ならびに油回収効果の向上などのメカニズムについては未だ解明すべき点も多い。今後は引き続きマイクロバブル技術の実適用を鑑み、本フィールド試験をステップに実適用の汎用性向上を見据えた取り組みを行っていくことと致したい。

謝辞

本研究の成果の多くは、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) の委託業務 (JPNP18006) の結果得られたものであり、本研究の基礎となるマイクロバブルに関する基本技術は東京ガス株式会社と地球環境産業技術研究機構の共同研究成果である。深く感謝する。

Study of the influences of fine particles on thermal property of heavy crude oil by using TG-DTA analysis

(Kyushu University*) ○Mom Vatana*, Ronald Nguele*, Kyuro Sasaki*,
Yuichi Sugai*

1. Introduction

Geologically, most of heavy oil and extra heavy oil reservoirs are shallow and less consolidated with weak cementation, compared to medium and light oil reservoirs.¹⁾ This can cause fine particles of loose solids materials, called formation fines, to migrate. On top of this, thermal recovery, a common recovery method for heavy oil, where heat is introduced to the reservoir formation, helps further provoke this migration by the dissolving the cementation. The dissolved fine particles the formation rock can thereafter mix up with the reservoir crude oil. This causes an alteration of physico-chemical properties of the stranded oil.²⁾

This lead to the movitivation behind this reseach; to study the influences of these fine particles that have the possibility to have direct contact with crude oil via dissolution during thermal process on the crude oil.

2. Experimental

In this study, a dead Japanese heavy oil, HO, was used for the experiments. HO has a density of 0.955 g/cm³ (measured at 15°C), a viscosity of 50 cP (measured at 30 °C) and an API of 16.6°. Silica oxide (SiO₂) and alumina oxide (Al₂O₃) were modeled as fine particles.

The weights of oil and NPs were weighed accordingly to achieve the desired weight percent. The oil was later mixed with nanoparticles using a homogenizer (AS ONE Homogenizer AHG-160A Series).

Thermo-gravimetric and Differential Thermal analysis (TG/DTA) were performed to observe effect of NPs on crude oil at elevated temperatures. At the same time, Derivative Thermogravimetry (DTG) can also be derived. TG/DTA7300 (Hitachi EXSTAR7000 Series) was used in this analysis. The temperature changes in the oven from room temperature to 300 °C under inert nitrogen atmosphere at constant heating rate of 15 °C/minute.

3. Result and Discussion

3.1. TG/DTA of OH and various HO-NPs mixtures

TG/DTA analyses were carried out for blank heavy and HO-NPs mixtures including SiO₂ and Al₂O₃ with concentration of 0.1 wt.%. From Fig.1, among all the samples, HO-SiO₂ mixture exhibited both the highest decomposition and differential temperature and the earliest decomposition rate. The plausible reason behind this alteration could be

attributed to the bonding between SiO₂ and the heavy fractions of crude oil (asphaltene and/or resins), leaving the lighter fractions more exposed and susceptible to the heat.³⁾

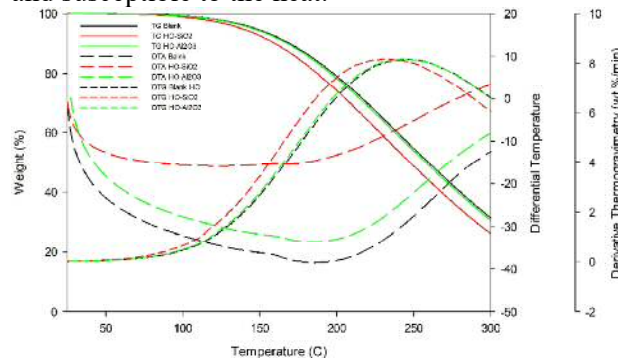


Fig. 1 TG/DTA curves of HO and various HO-NPs

3.2. TG/DTA of Blank HO and HO-SiO₂ Mixtures

The concentrations of SiO₂ in oil mixture were varied for further insights. The concentrations were 0.1, 0.25, 0.5 and 1.0 wt.%. From Fig. 2, HO-SiO₂ mixture with the concentration from 0.1 up to 0.5 wt.% showed that the decomposition temperatures kept decreasing. However, the number bounced back as the concentration of SiO₂-NP hit 1.0 wt.%. From 0.5 to 1.0 wt.%, decomposition temperature advanced back. This change can be attributed to the fact that the amount of SiO₂-NP became excessive in crude oil and the fact that SiO₂ has higher tolerance to heat.

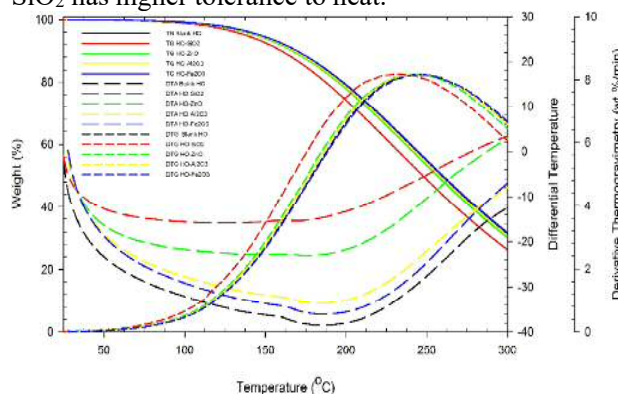


Fig. 2 TG/DTA curves of blank HO and various HO-SiO₂ mixtures with different concentration

- 1) Gruesbeck C, Collins RE. 1982. *Soc. Pet. Eng. J.* 22:847-56
- 2) Patel H, Shah S, Ahmed R, Ucan S. 2018. *J. Pet. Sci. Eng.* 167:819-28
- 3) Hashemi R, Nassar NN, Pereira Almaso P. 2014. *Appl. Energy* 133: 374-387

酸化アルミニウムナノ流体を用いた重質油の増進回収技術の検討

(九州大工) ^{いのうえ ひろき} ○井上 紘希・^{ronald} Ronald Nguele・^{ささき きゆうろう} 佐々木 久郎・^{すがい ゆういち} 菅井 裕一

1. 緒言

重質油の増進回収には水蒸気、ポリマー、ならびに二酸化炭素がよく用いられる。しかしながら、これらの方法は重質油層の空隙に原油が捕捉されたり、油中の重質成分の沈殿により浸透率が低下したりすることで生産効率の低下が発生する。したがって、本研究では現在用いられている重質油回収技術に対して適用できる増進回収(EOR)技術について検討することを目的とし、酸化アルミニウムナノ流体の適用可能性を調査した。

2. 実験

2.1 ナノ流体の調製、及び安定性の検討

安定な酸化アルミニウムナノ流体の調製のため、(A)～(C)の3種類のポリビニルアルコール(PVA)、(D)水、ならびに(E)エチレングリコールの計5種類のベース流体から酸化アルミニウムナノ粒子の分散に適したベース流体を選定した。ナノ流体の調製は、(a) CO₂ 封入下でマグネティックスターラーと超音波振動、(b)マグネティックスターラーと超音波振動、(c)超音波振動、ならびに(d)マグネティックスターラーの4種類の方法で行った。調製後のナノ流体を25°C, 45°C, 55°Cならびに、80°Cで2ヶ月間静置した。

2.2 界面張力測定

異なる濃度のナノ流体と日本産重質油(API 16.6)との界面張力を測定し、その結果からナノ流体調製に用いるベース流体濃度として臨界ミセル濃度を決定し、その濃度における酸化アルミニウムナノ粒子の安定性を調査することでナノ流体中のナノ粒子の体積割合を決定した。それらの濃度で調製した酸化アルミニウムナノ流体と、ナトリウムイオン溶液、カルシウムイオン溶液、ならびに硫酸イオン溶液との界面張力を測定した。

2.3 原油回収率評価

酸化アルミニウムナノ流体による重質油の回収率評価のため spontaneous imbibition 試験を行った。重質油を飽和させた砂岩コアを水、ならびに58.9 %酸化アルミニウムナノ流体の2種類の溶液中に静置し、1 日おきに砂岩コアからの石油の剥離量を測定した。同様の実験を水の代わりに740ppm カルシウムイオン溶液を用いて行った。

3. 実験結果および考察

3.1. ナノ流体の調製、及び安定性の検討

ベース流体として3種類のPVA または水を使

用した場合、酸化アルミニウムの沈殿が観察されたが、エチレングリコールを使用した場合、沈殿は観察されなかった(図 1)。したがって、酸化アルミニウムナノ流体調製のためのベース流体としてエチレングリコールを選択した。調製したナノ流体は、25°C, 45°Cおよび、55°Cでは2ヶ月間以上安定であったが、80°Cでは1ヶ月後に沈殿し始めた。したがって、酸化アルミニウムナノ流体は高温環境下では安定状態を保ちにくい傾向があることが確認された。また、80°Cで2ヶ月静置後の状態を比較すると、(a)は(b)より安定な状態を保つことが観察されたため、CO₂ 封入によりナノ流体の安定性が高められたと考えられた(図 2)。

3.2 界面張力測定

界面張力測定により、ベース流体濃度は30.6 % (=臨界ミセル濃度)、ナノ粒子の体積割合は0.05 %と決定した。ナトリウムイオン濃度の増加に伴い酸化アルミニウムナノ流体と重質油間の界面張力は増加した。また、硫酸イオンにおいても同様の傾向が確認された。しかし、カルシウムイオン濃度が増加した場合に界面張力は減少したが、ナノ流体とカルシウムイオンが共存した場合、カルシウムイオン濃度が増加するにつれて界面張力は増加した。したがって、高濃度のカルシウムイオンが存在する貯留層に対しては酸化アルミニウムナノ流体の使用が適さないと考えられた。

3.3 原油回収率評価

spontaneous imbibition 試験において、油含浸砂岩コアを水中に静置した場合、重質油のコアからの剥離は観察されなかったが、酸化アルミニウムナノ流体中に静置した場合、試験開始2日後に剥離が確認され、最終的には約0.75 %の原油が回収された。また、重質油の剥離はカルシウムイオン溶液を用いた場合にも確認され、水を使用した場合に比べわずかに高い回収率を得た。

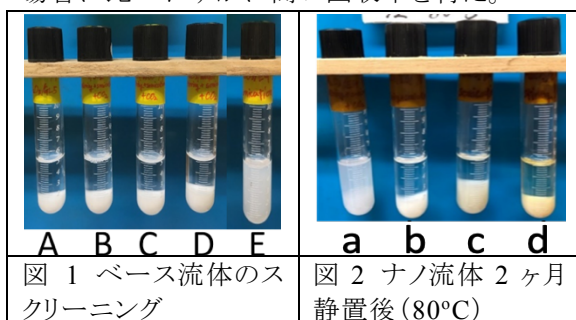


図 1 ベース流体のスクリーニング

図 2 ナノ流体 2 ヶ月静置後 (80°C)

Natural resource exploitation

[2F08] Natural resource exploitation 3

Chair: Hiroyuki Nakagawa (Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.)

Fri. Nov 13, 2020 11:00 AM - 11:30 AM Room F (3F/Conf. Room F1-2)

[2F08] [Award Lecture-The Japan Petroleum Institute Award for Distinguished Papers] Influence of carbonated water-rock interactions on enhanced oil recovery in carbonate reservoirs: Experimental investigation and geochemical modeling

○ Mai Shimokawara¹, Elakneswaran Yogarajah², Toyoharu Nawa, Satoru Takahashi¹ (1. Japan Oil, Gas and Materials National Corp. (JOGMEC), 2. Division of Sustainable Resources Engineering, Faculty of Engineering, Hokkaido University)

11:00 AM - 11:30 AM

原油増進効果に対する炭酸水と炭酸塩岩の相互作用の影響 —実験と地化学モデリング—

(JOGMEC*・北大**) ○^{しもかわら まい}下河原 麻衣*・^{な わ とよはる}Elakneswaran YOGARAJAH**・^{たかはしさとる}名和 豊春・高橋 悟*

1. はじめに

地中に賦存する原油を地表により多く取り出す技術として、地下に潜在的に存在しない物質を地下に圧入して原油の増進を図る技術は増進回収法

(Enhanced Oil Recovery, EOR) と言われ、以前からたくさんの研究や実証試験が行われている。その1つの技術である二酸化炭素 (CO₂) を圧入する手法は、原油の回収率を上げるとともに温暖化ガスである CO₂ を地下に封じ込めることも期待されている。CO₂ を圧入する場合、CO₂ の圧入圧や圧入パターン、原油の性状等により増油効果をもたらすメカニズムが異なる。本研究では、CO₂ が水に溶解し炭酸水を形成した時の炭酸水及び岩石との関係に着目し、岩石コアを用いた流動実験を行い、岩石コアの性状および岩石コア内を流動した排出水を分析することで炭酸水が岩石に及ぼす影響を検討した。さらに熱力学的平衡反応を考慮した移流モデルを用い実験結果との比較を行った。

2. 実験試料と方法

日本で採取した炭酸塩岩（主成分はカルサイト）の露頭試料を直径約 3.8cm、長さ約 6cm の円筒形に成形し流動実験に使用した。岩石試料の孔隙率は 12-18%、空気浸透率は 12-100m である。炭酸水は蒸留水を温度 25℃、80psig の条件で十分な時間バブリングして作成した。また、原油は中東産のタンク原油で API 比重は 30°である。

岩石コアの初期状態（エイジング有無、水飽和率）や圧入パターンが異なる 5 ケースの流動実験

を実施した。流動実験中は岩石試料に生じる差圧及び原油の排出量を測定した。また排出水 pH 及びイオン濃度を測定した。

3. 数値計算モデル

地球化学コード (PHREEQC) を用い、炭酸水圧入に伴う岩石-炭酸水間におけるイオン交換現象による岩石の溶解量を評価した。なお、岩石の溶解量はカルサイトの平衡定数 (K_p) を用いて計算した。

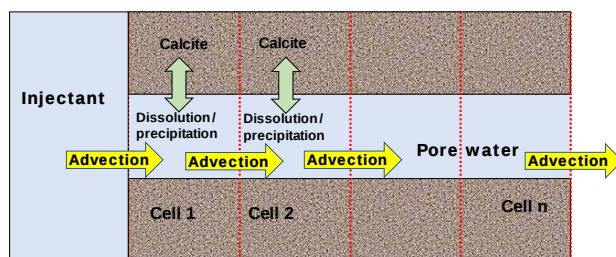
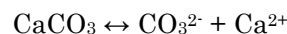


図 数値計算過程の模式図

4. 結果・まとめ

排出水の pH およびカルシウムイオン濃度が増加するとともに差圧が低下した。また、流動実験前後に岩石の孔隙率及び空気浸透率測定を行ったところ、全ての岩石で増加しており、孔隙率は最大で約 9%、浸透率は最大で 300 倍以上も増加した。すなわち炭酸水の圧入に伴い岩石が溶解したことが示唆された。産出水の pH およびカルシウムイオン濃度に関して数値計算を行ったところ、良い相関が確認された。

今回、エイジングした岩石における数値計算では、油飽和率を参考に溶解現象が生じる岩石の反応エリアを減少させて再現したが、岩石表面に吸着した原油の脱着も考慮したモデルの改良が必要である。

Natural resource exploitation

[2F09] Natural resource exploitation 4

Chair: Hiroyuki Nakagawa (Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.)

Fri. Nov 13, 2020 1:15 PM - 2:00 PM Room F (3F/Conf. Room F1-2)

[2F09] Energy resources in Kumamoto area and their current status

○ Hiroki Matsuda¹ (1. Faculty of Advanced Science and Technology)

1:15 PM - 2:00 PM

熊本地域におけるエネルギー資源とその現状

(熊本大学大学院先端科学研究部) ○^{まつだ ひろき}松田 博貴

熊本地域では、かつては三池炭鉱や天草炭田などで石炭採掘が活発に行われ、また天草下島では基礎試錐「天草」が掘削されたりしたが、現在ではこれら化石燃料の探鉱・開発はない。一方、水力・地熱をはじめとした再生可能エネルギーの利用は、古くより行われてきたが、特に近年は太陽光・風力等のエネルギー資源開発が活発である。講演では、熊本地域における化石燃料と再生可能エネルギー資源について概観すると共に、その現状と課題について講演する。

1. 石炭資源

三池炭鉱：三井三池炭鉱は、県北荒尾市と隣接する福岡県大牟田市にまたがる我が国最大の炭鉱である。三池炭鉱は江戸時代後期（1700年代前半）から採掘が始められ、明治6（1873）年には明治政府の官営事業となり、その後、明治22（1889）年に三井財閥に払い下げられた。平成9（1997）年に閉山するまで、三池炭鉱の石炭は、明治初期には我が国の近代化に多大な貢献をすると共に、その後も重要なエネルギー資源として利用された。昭和45（1970）年の年間出炭量は650万トンに達し、総出炭量は約3億トンに及ぶ（富田ほか，2008）。石炭層は、古第三系大牟田層群米ノ山層・稲荷層・七浦層、ならびに万田層群勝立層に10層準挟在され、このうち主要な石炭層は、稲荷層の三池本層、七浦層の三池上層、ならびに勝立層の第二上層であり、三池本層の最大層厚は5mを超える。採掘は当初陸域の地下でのみなされていたが、その後次第に西に移動し、最終的には有明海の沖合海底で採炭されるようになった。現在、宮原坑や万田坑、ならびに三池炭鉱専用鉄道敷の跡などは、世界遺産「明治日本の産業革命遺産」の構成資産となっている。

天草炭田：天草下島の古第三系本渡層群砥石層には石炭層が挟在され、江戸時代後期には既に発見されていた。明治初頭から採掘され、北部炭田（逆瀬川坑・志岐坑など）・中部炭田（今富坑など）・南部炭田（魚貫坑・烏帽子坑など）で採炭された。天草炭田には大手企業の進出はなく、主に地元資本の中小規模炭鉱が主体であった。しかし炭質

はきわめて良好で、特に魚貫坑などから採炭された無煙炭はキラ（綺羅）炭と呼ばれていた。可採埋蔵量は7,400万トンとされ、年間最大出炭量は40万トン（昭和36（1961）年度）に達した。昭和50（1975）年に志岐坑を最後にすべての炭鉱が閉山され、現在ではその遺構のみを見ることができる。



天草炭田烏帽子坑跡（近代化産業遺産・土木遺産；天草市牛深町下須島）。

2. 石油・天然ガス資源

天草諸島には、広く白亜系姫浦層群と古第三系の地層群が分布する。これらの地層は、我が国の炭化水素鉱床の有望な探鉱対象の一つである北海道白亜系蝦夷層群と古第三系石狩層群と同時代のものであり、岩相も類似する。しかしながら、天草地域では炭化水素鉱床の探鉱活動はほとんど行われてはこなかった。その中で影山・鈴木（1961）は、これらの地層群の概査を行い、姫浦層群と古第三系弥勒層群白岳層の油徴・油臭について報告した。そして昭和47（1972）年度には、姫浦層群を対象として基礎試錐「天草」（掘削深度；2,807m）が本渡ドーム（天草市亀場町食場）で掘削され、特筆すべき油徴はなかったものの根源岩の発達認められた（阿竹，1973）。近年、清野ほか（2020）は天草上島姫戸町付近に分布する姫浦層群泥質岩の油徴を報告すると共に、その石油生成ポテンシャルについて検討し、現在は既に熟成後期から過熟成の段階に達しているものの、初生的には石油生成ポテンシャルを有していたと考



姫浦層群からの石油の浸出（上天草市姫戸町小島；清野ほか，2020）。

えられ、より広域的に、また地下試料を検討する必要があることを指摘した。

この他に石油・天然ガス資源関連施設として、九州には多くの国家石油備蓄基地（白島・上五島・志布志・串木野）、国家石油ガス備蓄基地（福島）、ならびに民間石油備蓄（JX 喜入）があるが、熊本県には設置されていない。また大規模な石油製油所も位置しない。

3. 再生可能エネルギー

九州は豊かな自然に恵まれ、豊富な降水量と大小河川の発達があり、古くから水力を中心に再生可能エネルギーの利用があった。また近年では、豊かな日照や良好な風況を活用しての太陽光発電や風力発電などが進んできている。

水力：熊本県内では、大規模な水力発電所は少ないものの豊かな水資源を利用して、大正時代から多くの水力発電所が作られ、白川水系南阿蘇村立野の黒川第一発電所（大正3年，42.2MW）を皮切りに、菊池川水系菊池川第三発電所（大正7年，



九州電力黒川第一発電所（出力 42.2MW；南阿蘇村立野）。熊本県最初の本格的な水力発電所。

2.8MW）、緑川水系大井早発電所（大正11年，3.2MW）、そして球磨川水系白水滝発電所（大正15年，4.1MW）が建設された。また筑後川水系杖立川でも、昭和2年に小国発電所（7.8MW）が建設された。現在、県内最大の水力発電所は球磨川水系の大平発電所（揚水式；昭和50年，500MW）である。これらは九州電力（株）によるものであるが、これ以外にも県企業局（市房第一発電所；昭和35年，15.1MW など）、チッソ（株）（内谷第一発電所；昭和25年，16.5MW など）や電源開発（株）（現 J-POWER）（瀬戸石発電所；昭和33年，20MW）などがある。

地熱：九州には活発な活動を続ける活火山が多く位置し、また熊本県は、シンボルでもある阿蘇山を中心に「火の国くまもと」として知られる。しかしながら、隣接する大分県九重地域（八丁原発電所，112MW；滝上発電所，27.5MW など）や鹿児島県霧島地域（大霧発電所，30MW）や指宿地域（山川発電所，26.5MW）では地熱資源が利用されているものの、県内ではほとんど活用されておらず、小規模なものにとどまっている（例えば、小国町わいた地熱発電所，2.0MW）。小国地域では、これまでも地熱発電所計画はあったが、地域の合意形成に至らず計画中止に至っている。

太陽光発電：太陽光発電の余剰電力買取制度とその後の固定価格買取制度（FIT 制度）により、日照条件に恵まれた九州では太陽光発電が急速に普及した。熊本県内でも多くの太陽光発電所が設置され、出力 10MW 以上のメガソーラー（大規模太陽光発電所）は、現在、CS 益城町発電所（出力 47.7MW）、熊本山鹿ソーラーパーク A・B・C（総出力 39.3MW）、芦北太陽光発電所（出力 21.5MW）



現在稼働中の県内最大のメガソーラーである CS 益城町発電所（出力 47.7MW；益城町上陣）。

がある。さらに建設中・計画中のメガソーラーとして、熊本山鹿ソーラーパーク D (出力 11.8MW) JRE 山都高森太陽光発電所 (出力 80MW), JRE 阿蘇高森太陽光発電所 (出力 62.5MW), 一条メガソーラー水俣太陽光発電所 (出力 50.9MW), 一条メガソーラー熊本菊池太陽光発電所 (出力 45MW) などが挙げられる。

風力：熊本県内における風力発電は、太陽光発電と比較し小規模なものが多く、稼働中の 5MW 以上の風力発電所は、阿蘇にしはらウィンドファーム (出力 17.5MW) と阿蘇おぐにウィンドファーム (出力 8.5MW) のみである。しかし県南の人吉・肥薩地域の山地の稜線部や天草地域・阿蘇地域は風況がよく、森林が広がっていることから、近年、多くの風力発電所建設が計画されている。現在、調査・計画中の 20MW 以上 (最大計画出力 140MW) の風力発電所は、人吉・肥薩地域 (一部、鹿児島県) で 7 ヶ所、天草・阿蘇地域に各 1 ヶ所である。



阿蘇にしはらウィンドファーム (出力 17.5MW; 西原村俵山)。県内最大の風力発電所。

バイオマス：まだ稼働数は少ないが、未利用の森林資源を活用したバイオマス発電も進んでいる。荒尾バイオマス発電所 (出力 6.25MW) や日本製紙(株)の八代工場バイオマス発電所 (出力 6.25MW) があり、また隣接する大牟田市には三川発電所 (出力 50MW) が稼働中である。また八代港埋立地では、くまもと森林発電八代バイオマス発電所 (出力 75MW) の建設準備が進んでいる。

4. 九州における現在のエネルギー状況

熊本県最大の発電所は、天草灘に面する天草下島^{れいほく}峇北町の九州電力(株)峇北発電所 (出力 1400MW) であり、海外炭を燃料とする火力発電

所である。熊本県内の最大電力需要の約 6 割を賄う能力を有する。

九州は、前述のようにその気象条件や地形・地質的条件から、太陽光・風力・地熱・水力などの再生可能エネルギーの適地が豊富であり、その結果、FIT 制度導入後、太陽光発電などが飛躍的に増加した。一方、九州管内では玄界・川内両原子力発電所で 4 基の原発が稼働中であり、その総発電出力は 4140MW に達する。そのため九州の電源構成は、令和元 (2019) 年度には原子力 35%、火力 41% (LNG 等 11%, 石炭 29%, 石油等 0.1%), 再生可能エネルギー等 23% (太陽光発電 11%, 水力 4% など; 九州電力, 2020) であり、日本全体の電源構成 (原子力 6%, 石油 7%, 石炭 32%, 天然ガス 38%, 再生可能エネルギー等 11%; 平成 30 (2018) 年度) とは大きく異なり、原子力と再生可能エネルギーが大きな比率を占めている。そのため休日の日中等には、再生可能エネルギーの比率が 8 割近くに達する場合もあり、火力発電の抑制と揚水発電への活用により余剰電力対策を実施している (九州電力, 2017)。しかしそれでも対応できない場合には、再生可能エネルギー発電の出力制御 (出力抑制) を実施せざるを得ない状況 (平成 30 年度計 26 回, 令和元年度計 74 回) となっている。また周波数や系統電圧などにも課題が出てきている。このような現状から、今後はより一層のエネルギー源のベストミックス、火力発電の抑制や揚水発電の活用、あるいは大容量蓄電池の開発等が重要であると考えられる。

引用文献

- 阿竹宗彦, 1973, 基礎試錐「天草」, 石油技術協会編, 日本の石油鉱業と技術, 169-174.
- 影山邦夫・鈴木尉元, 1961, 熊本県天草の石油徴候について, 地質調査所月報, **12**, 978-980.
- 清野隆太・松田博貴・黒川将貴・西田英毅・八木正彦, 2020, 熊本県上天草市姫戸町に分布する油徴を伴う上部白亜系姫浦層群泥質岩の有機地球化学的研究, 堆積学研究, **78**, 77-89.
- 九州電力, 2017, 九州電力における再エネ接続の現状と今後の対応, <https://www.nedo.go.jp/content/100866078.pdf>
- 九州電力, 2020, 当社の電源構成・CO2 排出係数, http://www.kyuden.co.jp/rate_adj_power_composition_co2.html
- 富田宰臣・下山正一・松浦浩久・宮崎一博・石橋毅・三木孝, 2008, 大牟田地域の地質, 地域地質研究報告 (5 万分の 1 地質図幅), 産総研地質調査総合センター, 69p.