

目次

第3章 年間約10万トン規模でのCO ₂ 圧入、貯留試験	3-1
3.1 圧入実績の概要	3-1
3.2 萌別層への圧入	3-4
3.2.1 坑内状況の推定	3-4
3.2.2 圧入区間	3-10
3.2.3 圧入指数	3-12
3.3 滝ノ上層への圧入	3-16
3.3.1 ブライン置換に必要なCO ₂ 量	3-18
3.3.2 坑内状況の推定	3-19
3.3.3 圧入指数	3-22
3.3.4 最大圧入レート	3-23
3.3.5 圧入区間	3-24
3.4 まとめ	3-25
3.4.1 萌別層への圧入	3-25
3.4.2 滝ノ上層への圧入	3-26

第3章 年間約10万トン規模でのCO₂圧入、貯留試験

3.1 圧入実績の概要

苫小牧 CCS 実証試験の CO₂ 圧入実績を表 3.1-1 に示す。本実証試験は、本圧入への移行前に貯留層能力を評価する試験圧入、複数回のフォールオフテスト（以下、「FOT」と称する。）により貯留層状況の把握に努める本圧入初期段階、CCS 実用化段階での CO₂ 圧入に準じて可能な限り高レートで圧入を継続する本圧入継続段階と、目的別に 3 つの段階がある。萌別層および滝ノ上層への合計圧入量は、2018 年度は 79,575 t-CO₂ であり、圧入を開始した 2016 年 4 月 6 日から 2019 年 3 月 31 日までに累計 235,598 t-CO₂ を圧入した。

萌別層圧入井 IW-2（以下、「IW-2」と称する。）においては、2018 年度は本圧入継続段階の方針に準じ、その時々で可能な最大レートでの圧入を継続した。圧入実績を図 3.1-1 に示す。なお、圧入レートの単位 t-CO₂/年の 1 年の日数はプラント稼働予定日数の 330 日ではなく、実日数の 365 日である。2018 年 9 月に出光興産(株)北海道製油所（以下、「製油所」と称する。）の PSA オフガスの送気が停止し、その後も 9 月 6 日に発生した平成 30 年北海道胆振東部地震の影響のため、長期的な圧入停止を余儀なくされた。条件が整った 12 月 20 日に PSA オフガスの送気を再開し、プラント設備の調整終了後の 12 月 27 日に圧入を再開した。以降は設備補修による 2 回の圧入停止があったものの、圧入を継続している。圧入中の PT センサー圧力は最大圧入レートの 22 万 t-CO₂/年でも 10 MPaG 程度であり、遮蔽層破壊を避けるための上限圧力 12.63 MPaG に比べて十分に低かった。また、PT センサー圧力および温度ともに坑井および貯留層の異常を示す挙動はなく、正常な範囲内であった。IW-2 へは年間で 79,514 t-CO₂、プロジェクト開始から 2019 年 3 月 31 日までに 235,499 t-CO₂ を圧入した。

滝ノ上層圧入井 IW-1（以降、「IW-1」と称する。）は 2018 年 2 月 6 日に第一回試験圧入を開始したが 2 月 23 日に高圧 CO₂ 圧縮機が緊急停止したため圧入停止した。図 3.1-2 に 2018 年度の圧入実績を示す。7 月 31 日に第二回試験圧入を開始し、坑内のブライン置換を継続した。累計圧入量が 63 t-CO₂ に達した 8 月 15 日に坑内のブラインのほとんどが CO₂ に置換したとみなし、8 月 16 日から最大レート調査に移行した。ここでの最大レートとは、PT センサー圧力 37.50 MPaG 以下で連続圧入可能な最大レート指す。本調査は製油所の設備補修のために圧入を中断した 9 月 1 日まで継続した。本試験期間中に最大レートを確認できなかったが、その結果から 108~144 kg/-CO₂/h の範囲にあると推定された。IW-1 へは年間で 61 t-CO₂、プロジェクト開始から 2019 年 3 月 31 日までに 98 t-CO₂ を圧入した。

表 3.1-1 苫小牧 CCS 実証試験における CO₂ 圧入実績
(2016年4月6日~2019年3月31日)

年	2016年												2017年												2018年												2019年		
	2016年度				2017年度				2018年度				2019年度				2017年度				2018年度				2019年度														
年度	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月															
試験圧入	46	524	690	370	47.8	0.3	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0															
試験圧入 (万tCO ₂ /年)	11.4	17.6	21.6	20.9	0	8.7	0	10.4	0	20.1	20.4	18.1	0	0.0	21.3	19.0	22.1	20.9	0	16.6	18.9	19.1	0.0	0.0	0.0	7.8	8.6	21.0	0.0	14.7	11.2								
開始日時	4/6	5/24	6/30	7/25	8/15	9/16	10/11	11/11	12/1	1/1	2/1	3/1	4/1	5/1	5/25	7/25	8/1	9/1	9/1	9/1	12/27	1/1	2/1	2/8	2/19	2/28	4/1												
終了日時	3/31	3/31	5/1	5/25	7/3	8/1	8/3	8/15	9/16	10/11	11/1	12/1	1/1	2/1	3/1	4/1	5/1	5/25	7/25	8/1	9/1	9/1	11/21	2/1	2/8	2/19	2/28	4/1											
日間圧入量 (万tCO ₂)	23.6	30.5	30.5	24.5	48.0	18.6	2.5	11.9	32.1	14.5	31.0	36.5	43	132.0	28.0	31.0	30.0	24.4	61.1	6.5	31.0	0.1	116.9	5.0	31.0	7.0	11.0	10.0	52.0										
月間圧入量 (万tCO ₂)	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72									
累計圧入量積算 (万tCO ₂)	2.9	6.1	6.6	6.9	6.9	10.9	10.9	15.6	15.6	18.8	18.8	20.7	20.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7								
密閉	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							
漏ノ上層圧入シート (tCO ₂ /年)	~1,752	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876	~876							
開始日時	2/6	7/31	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1	2018/9/1								
終了日時	2/23	7/31	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1	2019/4/1								
日数(日)	17.0	158.0	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6							
月間圧入量 (tCO ₂)	372	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							
累計圧入量積算 (tCO ₂)	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372						
月間CO ₂ 圧入量 (万tCO ₂ /月)	0.3	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
累積圧入量面簿の合計 (万tCO ₂)	0.3	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7						
年度CO ₂ 圧入量 (万tCO ₂)	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9						
累計圧入量積算 (万tCO ₂)	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9						
試験圧入	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0						
試験圧入	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6						

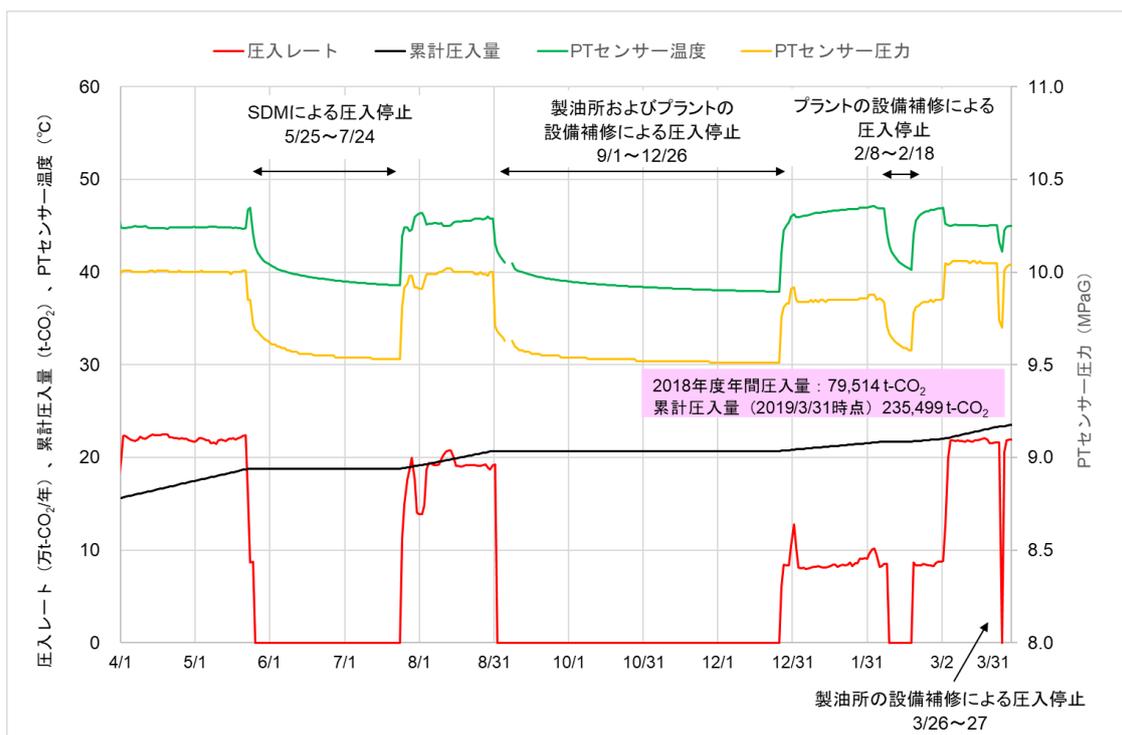


図 3.1-1 IW-2 の圧入実績（2018 年度）

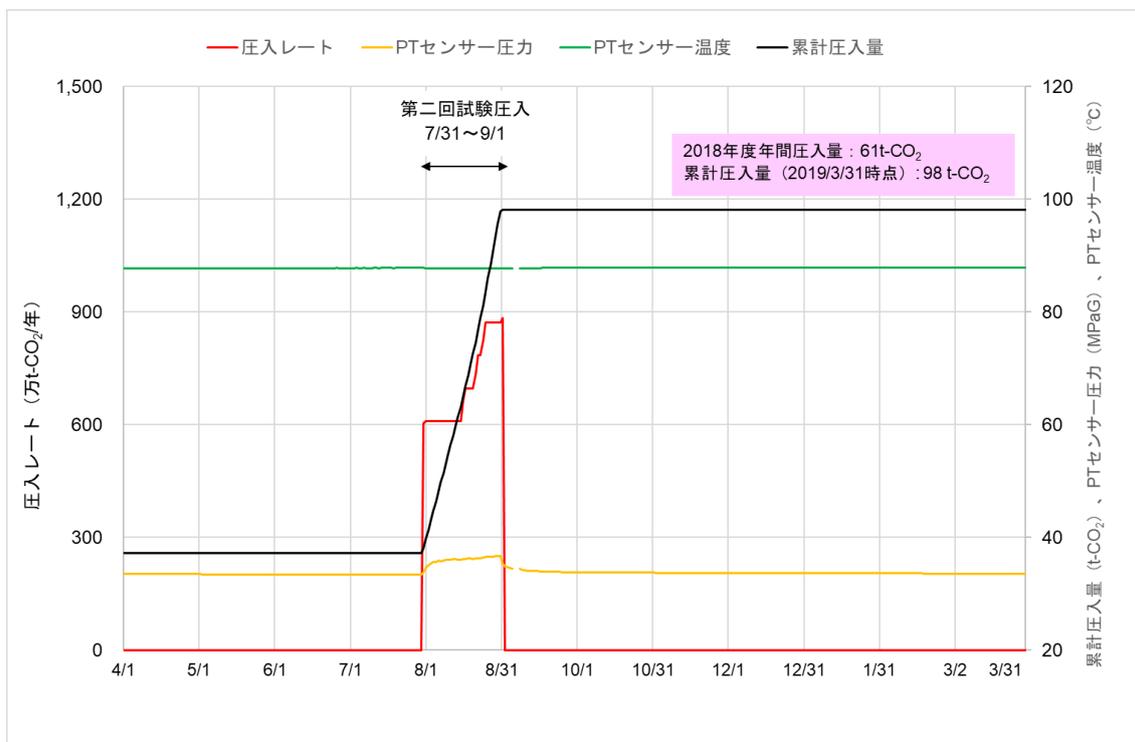


図 3.1-2 IW-1 の圧入実績（2018 年度）

3.2 萌別層への圧入

3.2.1 坑内状況の推定

CO₂圧入中は、坑口装置に取り付けた圧力計で坑口圧力（内圧）を、坑内に設置したPTセンサーで坑内圧力および温度を、それぞれ測定しているが、CO₂挙動シミュレーションのマッチング対象はCO₂が圧入される仕上げ区間上端の圧力である。図3.2-1に示すとおりPTセンサーと仕上げ区間上端は掘削深度で432mMD（244+188）、垂直深度で52mVD（29+23）の差があるため、圧力、温度がそれぞれ異なる。そのため、仕上げ区間上端の圧力、温度を推定すべく、Schlumberger社製のPIPESIMを用いて管内流動シミュレーションを行った。圧入レートおよびCO₂濃度、PTセンサー圧力、温度が概ね安定した時のデータから坑内圧力分布および温度分布を推定し、その結果から仕上げ区間上端の圧力、温度を求めた。

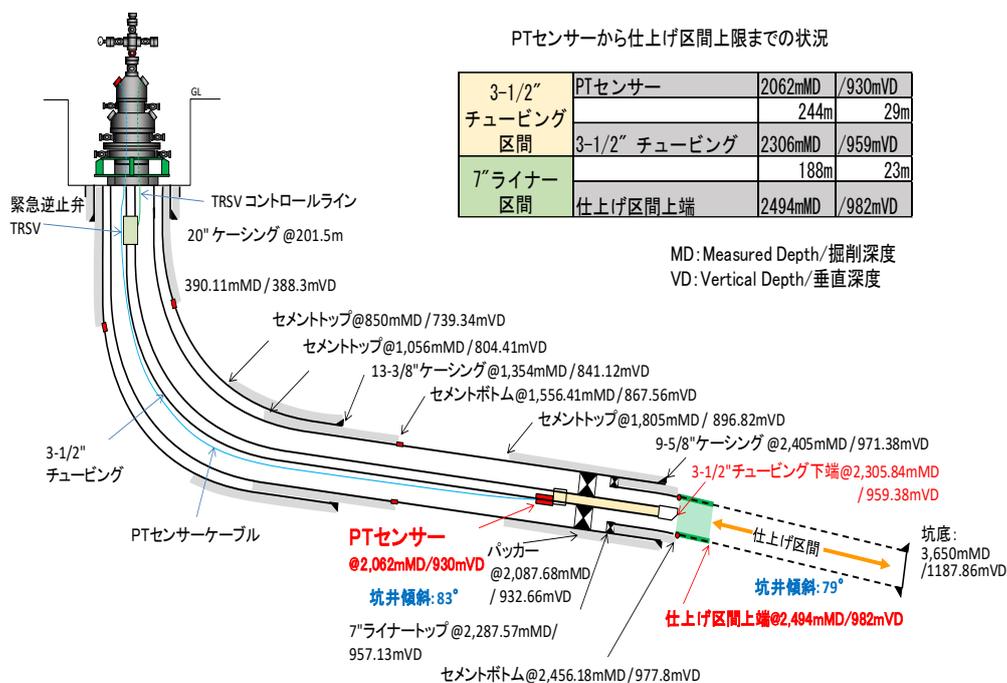


図 3.2-1 萌別層圧入井の坑内仕上げ図

表 3.2-1 は管内流動シミュレーションの結果で、坑口および PT センサー、仕上げ区間上端の圧力、温度をまとめたものである。図 3.2-2 に示すように、仕上げ区間上端では圧入レートが増えるほど圧力（青丸印）が上昇し、温度（赤丸印）は低下する傾向が見られた。図 3.2-3 は上図の赤線が圧入レートを、丸印が管内流動シミュレーションの対象とした日時を示している。2018 年度は 15 点を対象に坑内状況の推定を行った。右下図および左下図は、垂直深度に対する坑内の圧力分布、温度分布である。

表 3.2-1 坑内圧力および温度の推定結果（本圧入継続段階）

日付	圧入レート (万t-CO ₂ /年)	圧力 (MPaG)			温度 (°C)		
		坑口	PTセンサー	仕上げ区間上端	坑口	PTセンサー	仕上げ区間上端
17/9/26	21.3	7.55	10.02	10.08	32.5	45.3	45.5
10/18	20.2	7.49	10.00	10.07	32.5	45.9	46.0
11/16	21.3	7.52	10.00	10.06	32.5	45.7	45.9
11/27	19.5	7.47	9.98	10.05	32.6	46.1	46.3
11/28	8.2	7.19	9.85	10.03	32.7	47.2	47.3
18/1/16	21.8	7.52	10.00	10.06	32.5	45.3	45.4
1/28	21.8	7.52	10.00	10.05	32.4	45.4	45.6
2/12	21.2	7.51	9.99	10.05	32.5	45.6	45.7
2/21	21.3	7.51	9.99	10.05	32.5	45.6	45.7
3/12	22.1	7.54	10.00	10.05	32.5	45.2	45.3
3/25	16.8	7.40	9.95	10.05	32.5	46.6	46.8
4/11	22.0	7.56	10.00	10.05	32.6	45.2	45.3
4/23	22.1	7.57	10.00	10.05	32.6	45.1	45.2
5/11	21.9	7.56	10.00	10.05	32.5	45.1	45.2
5/22	22.4	7.68	10.01	10.05	32.5	45.0	45.1
5/25	8.9	7.20	9.85	10.03	32.4	47.3	47.4
7/28	17.8	7.39	9.94	10.06	32.5	45.2	45.2
7/30	20.0	7.57	9.99	10.08	32.5	44.8	44.8
8/14	20.7	7.48	10.02	10.08	32.5	45.3	45.4
8/25	19.1	7.48	9.99	10.08	32.5	46.0	46.2
19/1/18	8.4	7.19	9.85	10.04	32.5	46.9	47
1/31	9.1	7.19	9.85	10.04	32.5	47.3	47.4
2/7	8.5	7.19	9.85	10.04	32.5	47.2	47.3
2/27	8.3	7.19	9.85	10.04	32.5	47.0	47.0
3/15	21.7	7.57	10.05	10.11	32.5	45.3	45.5
3/25	21.6	7.57	10.05	10.10	32.5	45.4	45.5

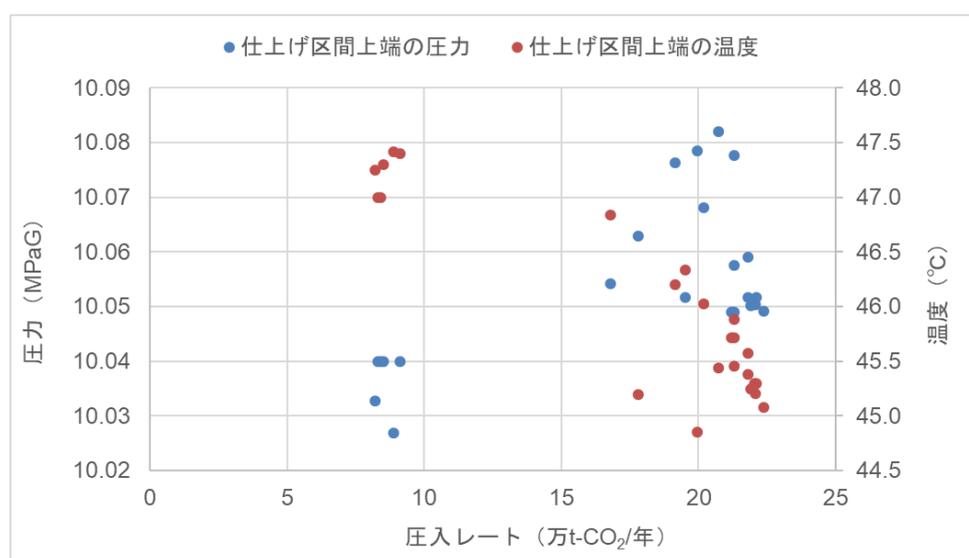
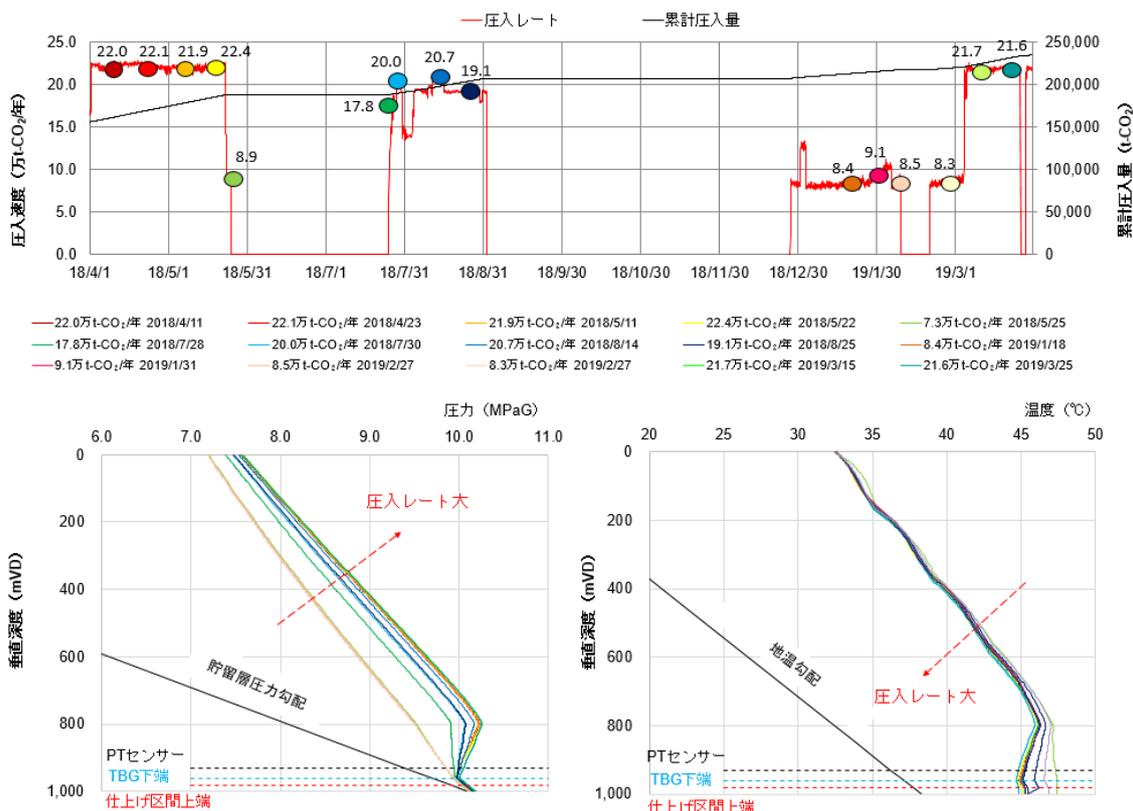


図 3.2-2 萌別層圧入井の仕上げ区間上端の圧力および温度と圧入レートの関係



(上図 圧入レート、左下図 坑内圧力分布、右下図 坑内温度分布)

図 3.2-3 管内流動シミュレーション結果（2018年4月1日～2019年3月31日）

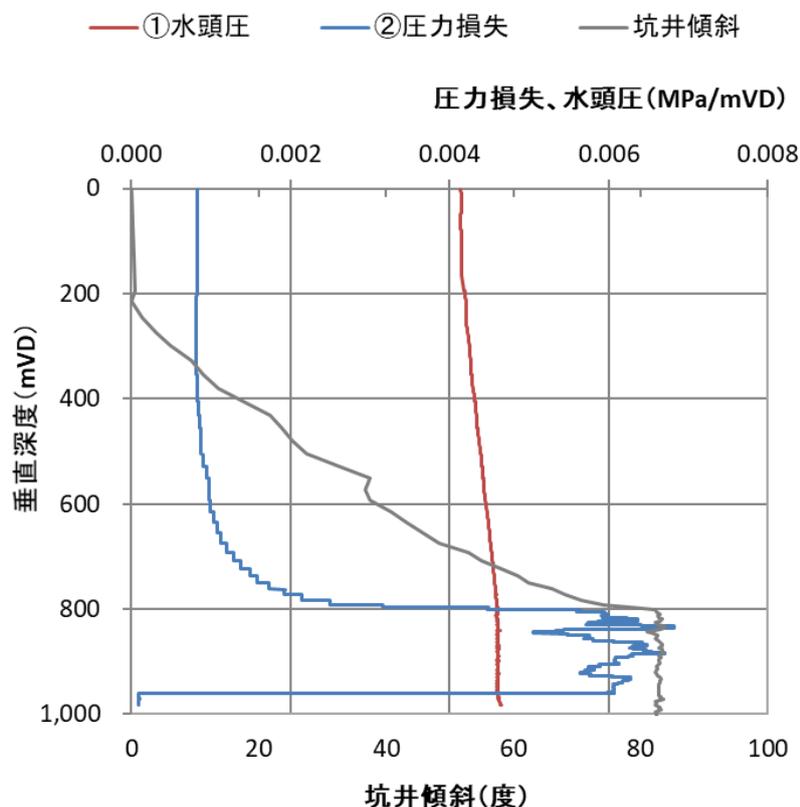
(1) 坑内の圧力分布

坑内の圧力は、1)水頭圧、2)圧力損失、3)流体の加速度変化により決まる¹⁾。しかし、本実証試験では坑内のCO₂が加速度変化することはないため、3)は考慮しない。

図 3.2-3 に示した坑内圧力分布は、圧入レート 9.1 万 t-CO₂/年以下および 17.8 万 t-CO₂/年以上で傾向が異なる。9.1 万 t-CO₂/年以下は深くなるほど一様に圧力が上昇しているが、17.8 万 t-CO₂/年以上では 802～959 mVD で圧力が低下し、959mVD 以深で再び上昇している。

図 3.2-4 は圧入レート 21.3 万 t-CO₂/年における垂直深度に対する垂直深度 1mVD 当たりの水頭圧（赤線）および圧力損失（青線）の変位を比較したものである。圧力損失は垂直方向に作用する水頭圧と異なり、CO₂の流れと逆方向に作用する。また、その大きさは坑井長に依存し、垂直深度 1m あたりの坑井長は坑井傾斜が大きくなるほど長くなる。そのため、圧力損失の変位は坑井傾斜（灰色線）が大きくなるに伴い増加し、802～959mVD では水頭圧を上回っている。これが同区間における圧力低下の要因と考えられる。一方、959 mVD 以深では圧力損失の変位が急減している。これは、坑内配管が内径 7.0 cm の

チュービングから内径 15.7 cm のライナーとなり、径が拡大するためである。この区間では、圧力損失の変位は水頭圧を大きく下回っており、そのために坑内圧力が再び上昇したと考えられる。



注) 21.3 万 t-CO₂/年で圧入していた 2017 年 9 月 26 日の圧入状況から推定した。

図 3.2-4 坑井傾斜および CO₂ 圧入時の坑内の圧力損失と水頭圧

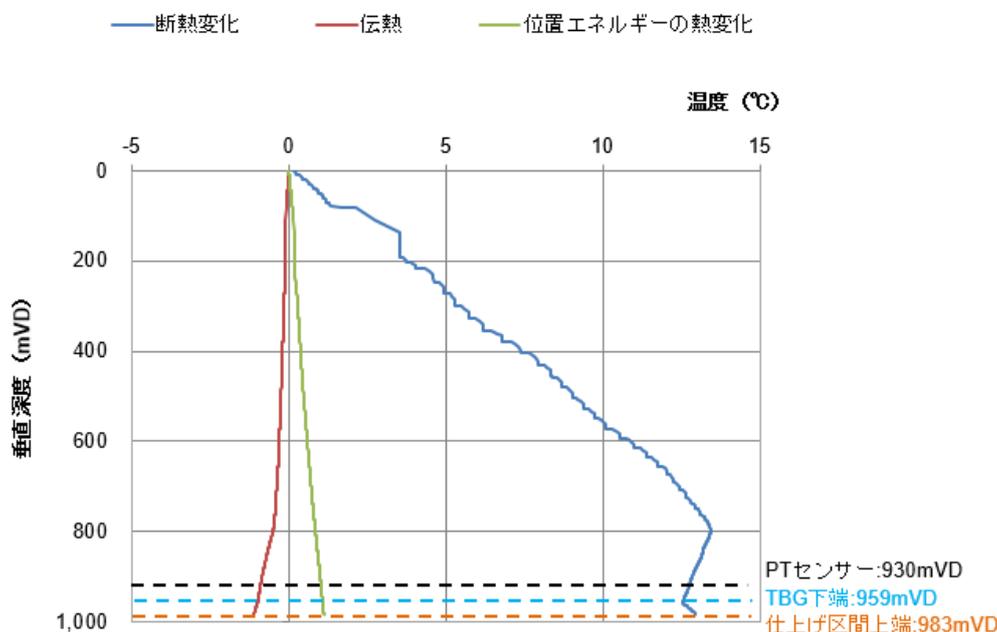
(2) 坑内の温度分布

CO₂ 圧入時の坑内温度を変化させる要因として、1) 流体の断熱圧縮による温度上昇、2) チュービング内外の伝熱、3) 位置エネルギーの熱変化がある²⁾。

図 3.2-3 で見られるように、温度分布は圧力分布同様に 800 mVD まで上昇が続き、800 mVD 以深では減少が続く。圧入中の CO₂ の圧力変化はチュービング内外の伝熱による温度変化に比べ十分に速く断熱変化とみなすことができる。そのため、圧力が上昇すれば CO₂ の温度が上昇し、圧力が低下すれば温度も低下する。

図 3.2-5 は 21.3 万 t-CO₂/年で圧入している時の垂直深度に対する温度変化を要因毎に分けて示したものである。チュービング内外の伝熱 (赤線) および位置エネルギーの熱変化 (緑

線）は傾向が一様である。一方、断熱変化による温度変化（青線）には変化が見られる。800 mVD までは上昇し、800～959 mVD では減少、959 mVD 以深で再び上昇している。



注) 21.3 万 t-CO₂/年で圧入していた 2017 年 9 月 26 日の圧入状況から推定した。

図 3.2-5 CO₂ 圧入時の断熱変化および伝熱、位置エネルギーの熱変化による温度変化量

表 3.2-2 に坑口～PT センサーまでの各要因による温度変化を示す。いずれの圧入レートでも、全体の温度変化に対して、断熱圧縮による温度上昇の割合が大きく約 70%以上を占めている。

図 3.2-6 は圧入レートと各要因による温度変化の関係を示したものであり、圧入レートが増えるほど断熱圧縮による温度上昇（青丸印）が小さい。図 3.2-7 は圧入レートに対する坑口～PT センサーの圧力差（茶丸印）および断熱圧縮による温度上昇（青丸印）を示したものである。圧入レートを増やすほど坑口圧力および PT センサー圧力が上昇し、結果として、圧力差は小さくなる。断熱圧縮による温度上昇は圧力差が小さいほど小さくなるため、圧入レートが大きくなるほど温度上昇は小さくなる。また、図 3.2-6 において伝熱による坑内温度の低下（赤丸印）は圧入レートが増えるほど軽減した。これは圧入レートが小さくなることでチュービング内の CO₂ の熱容量が減少し、チュービングの外に熱が逃げやすくなったためと考えられる。

表 3.2-2 坑内の温度変化に対する各温度変化要因の影響（IW-2）

日付	圧入レート (万t-CO ₂ /年)	全体 (坑口～PTセンサー) (°C)	要素			全体の温度変化に占める割合		
			圧縮 (°C)	伝熱 (°C)	位置エネルギー (°C)	断熱変化 (%)	伝熱 (%)	位置E (%)
17/9/26	21.3	12.8	12.7	-0.9	1.0	86.6	6.3	7.1
10/18	20.2	13.4	13.3	-1.1	1.1	85.6	7.0	7.3
11/16	21.3	13.2	12.9	-0.8	1.1	87.4	5.2	7.5
11/27	19.5	13.5	13.5	-1.0	1.2	86.1	6.6	7.3
11/28	8.2	14.5	18.0	-4.9	1.5	74.0	20.1	6.0
18/1/16	21.8	12.8	12.8	-1.1	1.1	85.2	7.5	7.3
1/28	21.8	13.0	13.1	-0.8	1.1	87.2	5.6	7.3
2/12	21.2	13.1	13.0	-1.0	1.1	86.1	6.6	7.3
2/21	21.3	13.1	13.0	-1.1	1.1	85.6	7.1	7.3
3/12	22.1	12.7	12.7	-1.0	1.1	85.9	6.8	7.3
3/25	16.8	14.1	14.5	-1.6	1.2	83.9	9.2	6.9
4/11	22.0	12.6	12.5	-0.9	1.1	86.3	6.5	7.2
4/23	22.1	12.5	12.3	-0.8	1.0	86.9	5.9	7.2
5/11	21.9	12.6	12.4	-0.8	1.0	87.4	5.5	7.1
5/22	22.4	12.5	12.2	-0.7	1.0	87.6	5.1	7.3
5/25	8.9	14.9	17.9	-4.4	1.4	75.5	18.5	6.0
7/28	17.8	12.7	14.7	-3.2	1.2	77.2	16.7	6.1
7/30	20.0	12.3	13.6	-2.4	1.2	79.1	14.2	6.8
8/14	20.7	12.8	12.9	-1.1	1.1	85.5	7.4	7.1
8/25	19.1	13.5	13.6	-1.2	1.2	84.7	7.8	7.5
19/1/18	8.4	14.4	18.0	-5.0	3.0	69.1	19.3	11.6
1/31	9.1	14.8	17.8	-4.3	3.0	70.7	17.2	12.1
2/7	8.5	14.7	17.9	-4.6	1.5	74.5	19.4	6.1
2/27	8.3	14.5	18.0	-5.0	1.5	73.5	20.5	6.0
3/15	21.7	12.8	12.5	-0.7	1.0	88.1	4.7	7.2
3/25	21.6	12.9	12.5	-0.6	1.0	88.4	4.4	7.2

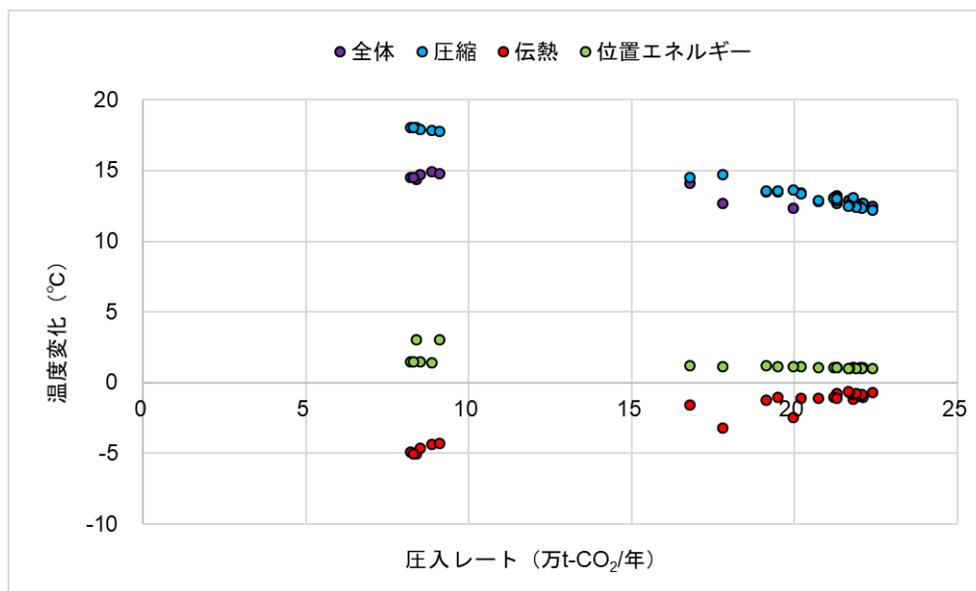


図 3.2-6 坑口～PT センサーまでの各要素による温度変化

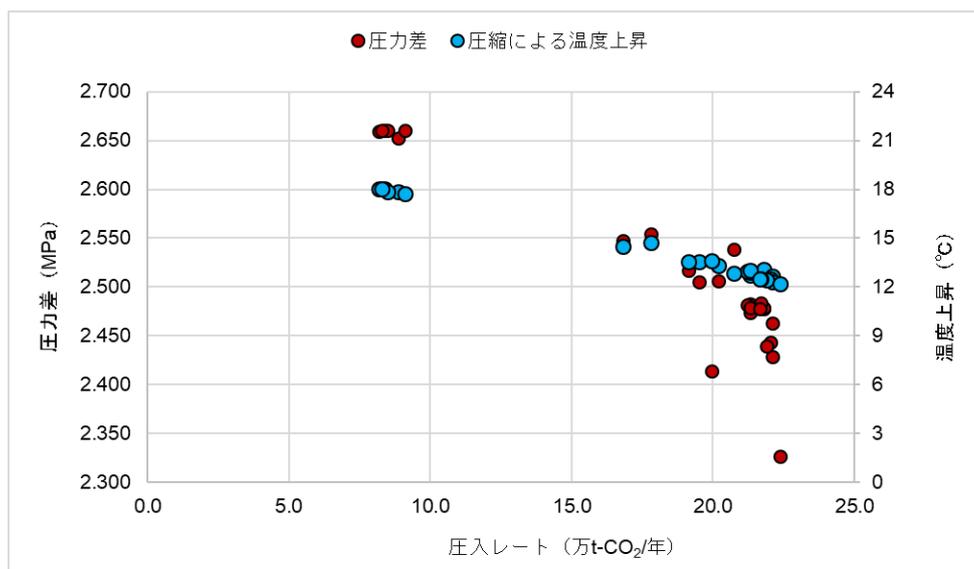


図 3.2-7 圧入レートに対すると坑口～PT センサーの圧力差および圧縮による温度上昇

3.2.2 圧入区間

流体は高压側から低压側に流れる。したがって、坑内圧力が貯留層圧力以上の区間で CO₂ が圧入されることとなる。圧入区間を推定するために、図 3.2-8 のように貯留層圧力と仕上げ区間の圧力を比較した。仕上げ区間の圧力（各色の線）は管内流動シミュレーションによる坑内圧力分布から外挿した値であり、貯留層圧力（黒線）は CO₂ 圧入前の PT センサー圧力 9.29 MPaG および地層水の比重 1.02 sg における圧力勾配 0.01 MPa/mVD から求めた。ここで、圧入区間は仕上げ区間上端から、双方の直線の交点までとなる。すなわち、図 3.2-8 において、緑色に着色した萌別層砂岩層上部のみに CO₂ が圧入されていると考えられる。萌別層砂岩層上部の浸透率は圧入井掘削時に取得した核磁気共鳴検層（以下、「NMR 検層」と称する。）データから 0.01～153 mD 程度と推定される。圧入に寄与する区間は限定的であるものの、萌別層が年間 10 万 t 規模の CO₂ 圧入に対し十分な圧入性を有することが示された。

また、図 3.2-9 に示すように、圧入レートが増えるほど CO₂ の圧入区間は拡大している。表 3.2-3 は圧入レートに対する圧入指数および圧入区間の下端深度をまとめたものである。下端深度は 8.3 万 t-CO₂/年では 1,017 mVD であるが、21.7 万 t-CO₂/年では 1,037 mVD まで深くなっている。

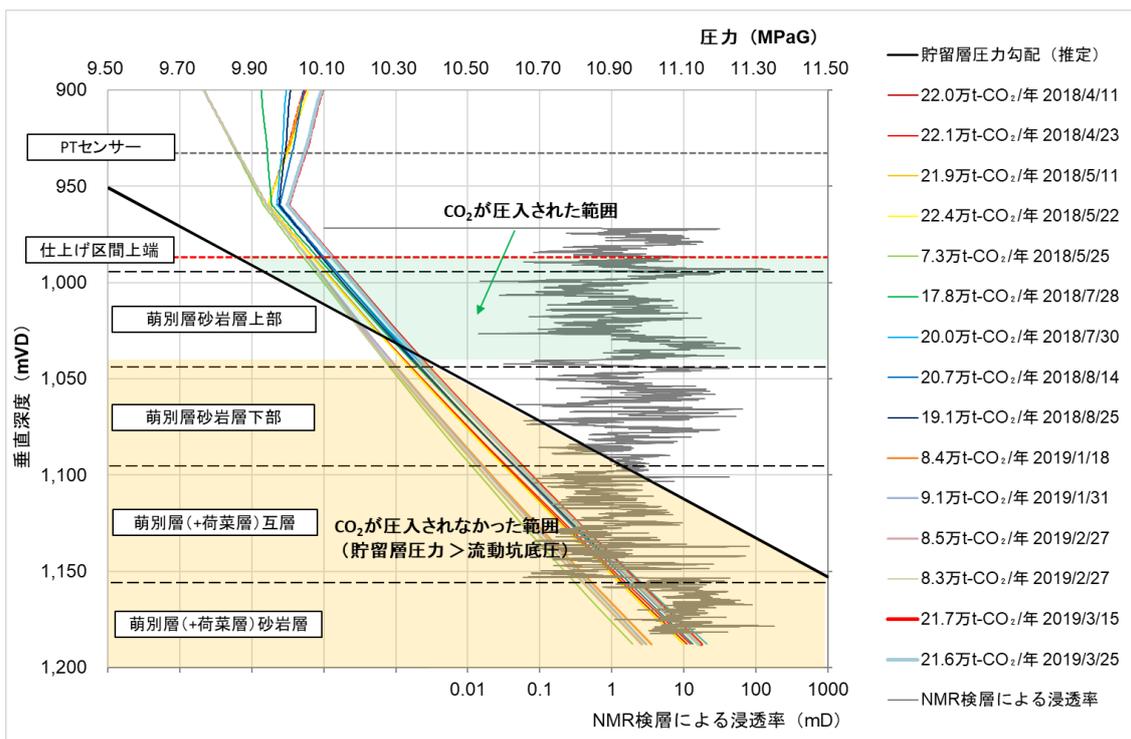


図 3.2-8 CO₂が圧入された区間の推定（2018年4月1日～2019年3月31日）

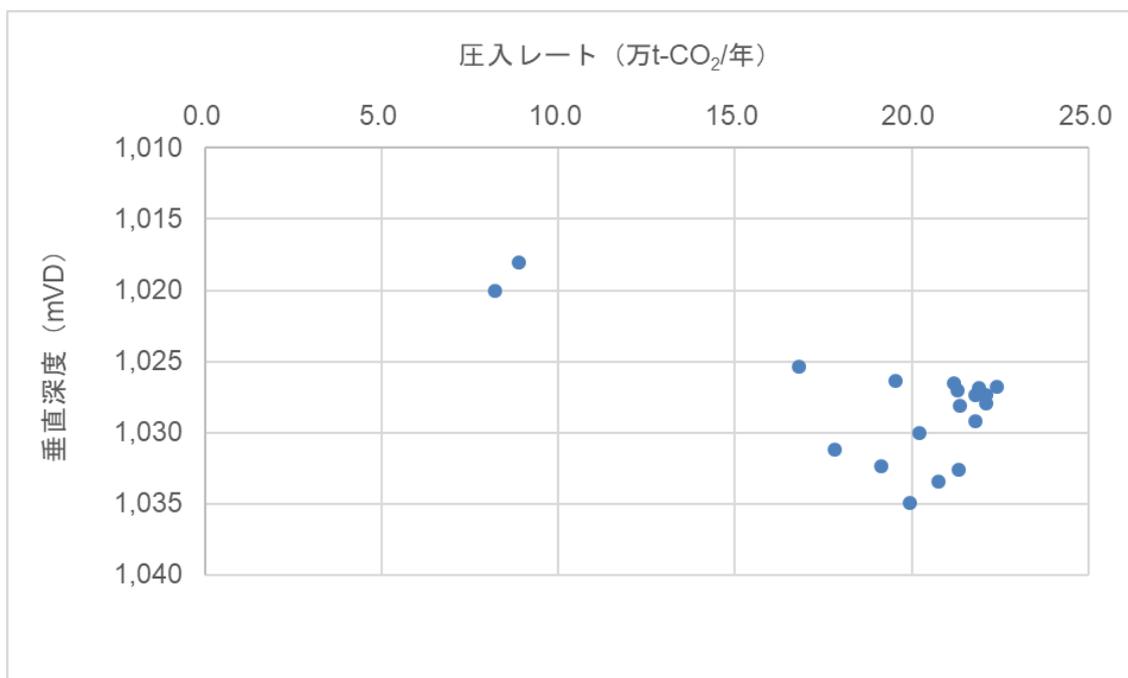


図 3.2-9 圧入レートに対する圧入区間下端深度

表 3.2-3 本圧入継続段階における圧入指数およびCO₂が圧入された貯留層区間

日時	圧入レート (万t-CO ₂ /年)	圧入指数 (m ³ /d/MPa)		CO ₂ の圧入区間下端深度	
		PTセンサー	仕上げ区間上端	坑井長 (mMD)	垂直深度 (mVD)
17/9/26	21.3	1,679	3,442	2,775	1,033
10/18	20.2	1,662	3,387	2,760	1,030
11/16	21.3	1,738	3,729	2,750	1,028
11/27	19.5	1,670	3,498	2,740	1,026
11/28	8.2	947	1,600	2,704	1,020
18/1/16	21.8	1,777	3,786	2,756	1,029
1/28	21.8	1,783	3,898	2,745	1,027
2/12	21.2	1,763	3,841	2,741	1,027
2/21	21.3	1,778	3,856	2,743	1,027
3/12	22.1	1,807	3,955	2,749	1,028
3/25	16.8	1,520	2,981	2,734	1,025
4/11	22.0	1,799	3,958	2,745	1,027
4/23	22.1	1,795	3,979	2,745	1,027
5/11	21.9	1,785	3,948	2,743	1,027
5/22	22.4	1,807	4,054	2,742	1,027
5/25	8.9	1,022	1,775	2,693	1,018
7/28	17.8	1,636	3,046	2,767	1,031
7/30	20.0	1,676	3,210	2,788	1,035
8/14	20.7	1,643	3,294	2,779	1,033
8/25	19.1	1,579	3,105	2,774	1,032
19/1/18	8.4	961	1,602	2,701	1,019
1/31	9.1	1,040	1,733	2,701	1,020
2/7	8.5	974	1,624	2,692	1,018
2/27	8.3	942	1,571	2,686	1,017
3/15	21.7	1,607	3,167	2,798	1,037
3/25	21.6	1,608	3,182	2,794	1,036

3.2.3 圧入指数

圧入指数とは圧入レート（体積）を圧入中の坑内圧力と貯留層圧力の差で除した値で、圧入性の指標となる。圧入指数が高いほど圧入性が良く、一定量の流体をより小さい圧力差で貯留層に圧入できる。

表 3.2-4 に圧入レートと PT センサーおよび仕上げ区間上端における坑内圧力、坑内圧力と貯留層圧力の差であるドロウダウン、圧入指数をまとめた。

表 3.2-4 各圧入レートにおける坑内圧力および圧入指数

圧入段階	日時	圧入レート (万t-CO ₂ /年)	PTセンサー			仕上げ区間上端		
			圧力 (MPaG)	ドロウダウン (MPa)	圧入指数 (m ³ /d/MPa)	圧力 (MPaG)	ドロウダウン (MPa)	圧入指数 (m ³ /d/MPa)
試験圧入	16/4/14	11.0	9.9	0.4	1,211	10.07	0.25	1,865
	4/16	6.6	9.8	0.3	902	10.03	0.21	1,315
	5/8	7.7	9.8	0.3	995	10.03	0.22	1,488
	5/12	16.8	10.0	0.5	1,367	10.11	0.30	2,418
	5/17	21.0	10.0	0.6	1,616	10.12	0.30	2,939
	5/24	6.9	9.8	0.3	856	10.05	0.23	1,260
本圧入 初期段階	17/2/8	21.9	10.0	0.6	1,691	10.10	0.28	3,276
	2/28	11.3	9.9	0.4	1,137	10.07	0.25	1,895
	3/12	10.5	9.88	0.40	1,116	10.05	0.24	1,891
	3/28	22.1	10.03	0.55	1,709	10.08	0.26	3,563
	4/5	22.1	10.03	0.55	1,697	10.08	0.26	3,553
	4/30	22.1	10.02	0.54	1,732	10.07	0.26	3,676
	5/23	21.5	10.01	0.53	1,723	10.06	0.25	3,672
	5/25	6.7	9.83	0.35	807	10.03	0.22	1,312
7/31	8.9	9.85	0.37	1,031	10.03	0.21	1,772	
8/15	10.0	9.87	0.39	1,094	10.04	0.22	1,889	
本圧入 継続段階	9/26	21.3	10.02	0.54	3,442	10.08	0.26	3,442
	10/18	20.2	10.00	0.52	3,387	10.07	0.25	3,387
	11/16	21.3	10.00	0.52	3,729	10.06	0.24	3,729
	11/27	19.5	9.98	0.50	3,498	10.05	0.24	3,498
	11/28	8.2	9.85	0.37	1,600	10.03	0.22	1,600
	18/1/16	21.8	10.00	0.52	3,786	10.06	0.24	3,786
	1/28	21.8	10.00	0.52	3,898	10.05	0.24	3,898
	2/12	21.2	9.99	0.51	3,841	10.05	0.23	3,841
	2/21	21.3	9.99	0.51	3,856	10.05	0.23	3,856
	3/12	22.1	10.00	0.52	3,955	10.05	0.24	3,955
	3/25	16.8	9.95	0.47	2,981	10.05	0.24	2,981
	18/4/11	22.0	10.00	0.52	3,958	10.05	0.24	3,958
	4/23	22.1	10.00	0.52	3,979	10.05	0.24	3,979
	5/11	21.9	10.00	0.52	3,948	10.05	0.24	3,948
	5/22	22.4	10.01	0.53	4,054	10.05	0.23	4,054
	5/25	8.9	9.85	0.37	1,775	10.03	0.21	1,775
	7/28	17.8	9.94	0.46	3,046	10.06	0.25	3,046
	7/30	20.0	9.99	0.51	3,210	10.08	0.26	3,210
	8/14	20.7	10.02	0.54	3,294	10.08	0.27	3,294
	8/25	19.1	9.99	0.51	3,105	10.08	0.26	3,105
	19/1/18	8.4	9.85	0.37	1,602	10.04	0.22	1,602
	1/31	9.1	9.85	0.37	1,733	10.04	0.22	1,733
	2/7	8.5	9.85	0.37	1,624	10.04	0.22	1,624
2/27	8.3	9.85	0.37	1,571	10.04	0.22	1,571	
3/15	21.7	10.05	0.57	3,167	10.11	0.29	3,167	
3/25	21.6	10.05	0.57	3,182	10.10	0.29	3,182	

注) ドロウダウン：圧入時の坑内圧力と貯留層圧力の差。ここでは初期貯留層圧力を用いた。

図 3.2-10 は圧入レートに対する PT センサー（緑丸印）および仕上げ区間上端における試験圧入（白色のひし形）、本圧入初期段階（赤色のひし形）、本圧入継続段階（青色のひし形）の圧入指数である。PT センサー深度でも、仕上げ区間上端深度においても、圧入レートが増えるほど圧入指数は増加している。両深度で増加傾向が異なるのは PT センサー～仕上げ区間上端間における水頭圧、圧力損失が圧入レートに応じて異なるためである。3.2.2 圧入区間の項では、圧入レートが増えるほど坑内圧力が上昇し、CO₂ の圧入区間が拡大することを示した。この圧入区間の拡大により圧入指数が増加すると考えられる。

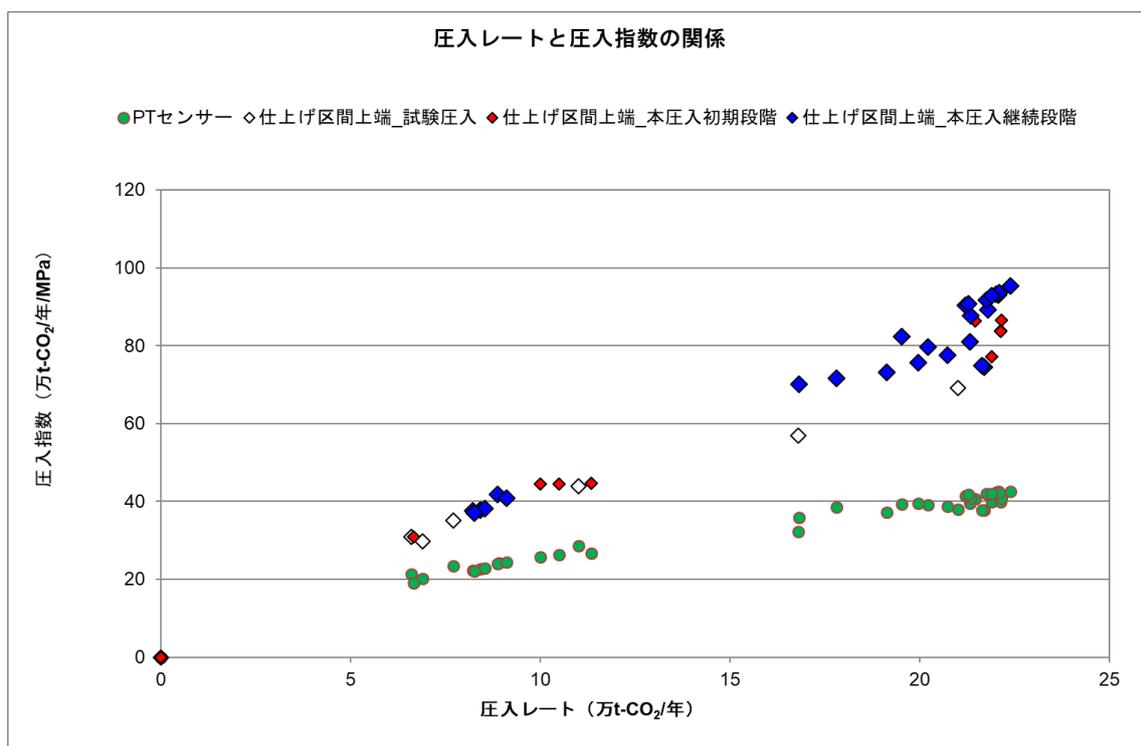


図 3.2-10 圧入レートと圧入指数の関係

図 3.2-11 に圧入指数の経時変化を示す。圧入レートの違いによる影響を小さくするために、圧入レートの範囲を 6 つに区分して表示している。21.0-22.4 万 t-CO₂/年の圧入指数（赤のひし形）は 2016 年 4 月の圧入開始から経時的な増加が見られ、2018 年 5 月頃までに約 4,000 m³/d/MPa まで増加した。これは累計圧入量の増加に伴う坑井周辺の CO₂ 飽和率の上昇に起因すると推察される。図 3.2-12 は Bennion (2005)³⁾ により示された Viking Sandstone の CO₂ 飽和率と相対浸透率の関係であり、CO₂ 飽和率が増加するほど相対浸透率は高くなる。累計圧入量が増えるほど坑井周辺の飽和率が上昇するため相対浸透率が増加し、圧入指数が増加したと推察される⁴⁾。

一方、長期圧入停止後の2019年3月における圧入指数は約3,200 m³/d/MPaであり減少した。長期圧入停止中はCO₂の浮上や地層水の溶解により圧入区間周辺のCO₂飽和率が低下する可能性があり、そのために圧入指数が減少したと推察されるが検証はできていない。今後の圧入状況を踏まえた上で検討する必要がある。

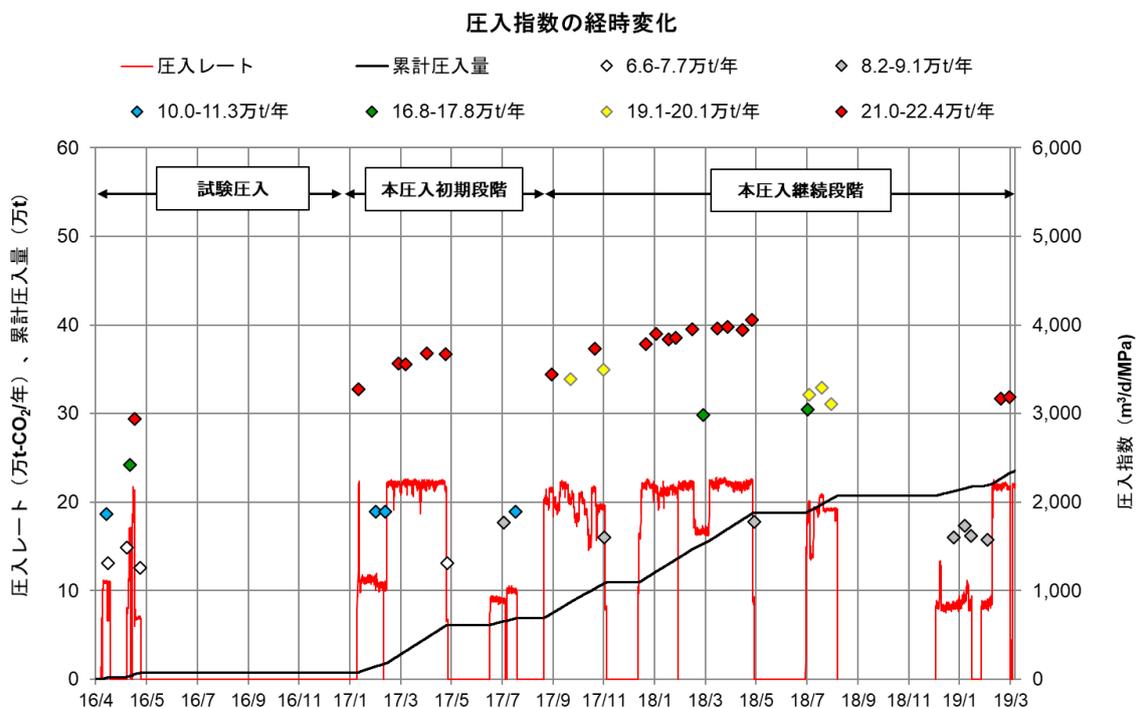


図 3.2-11 本圧入における圧入指数の経時変化

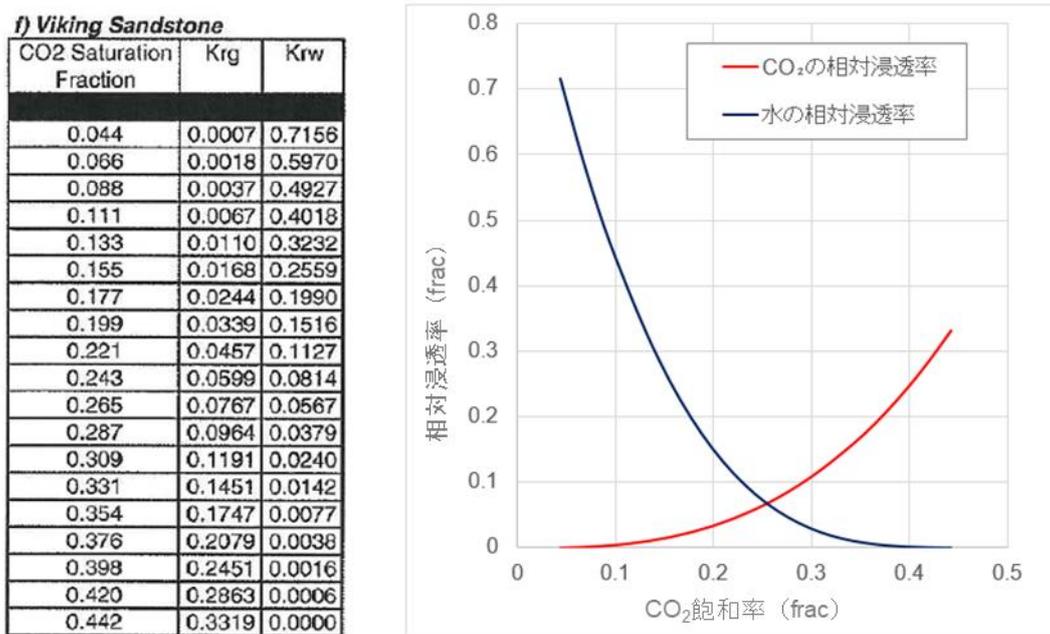
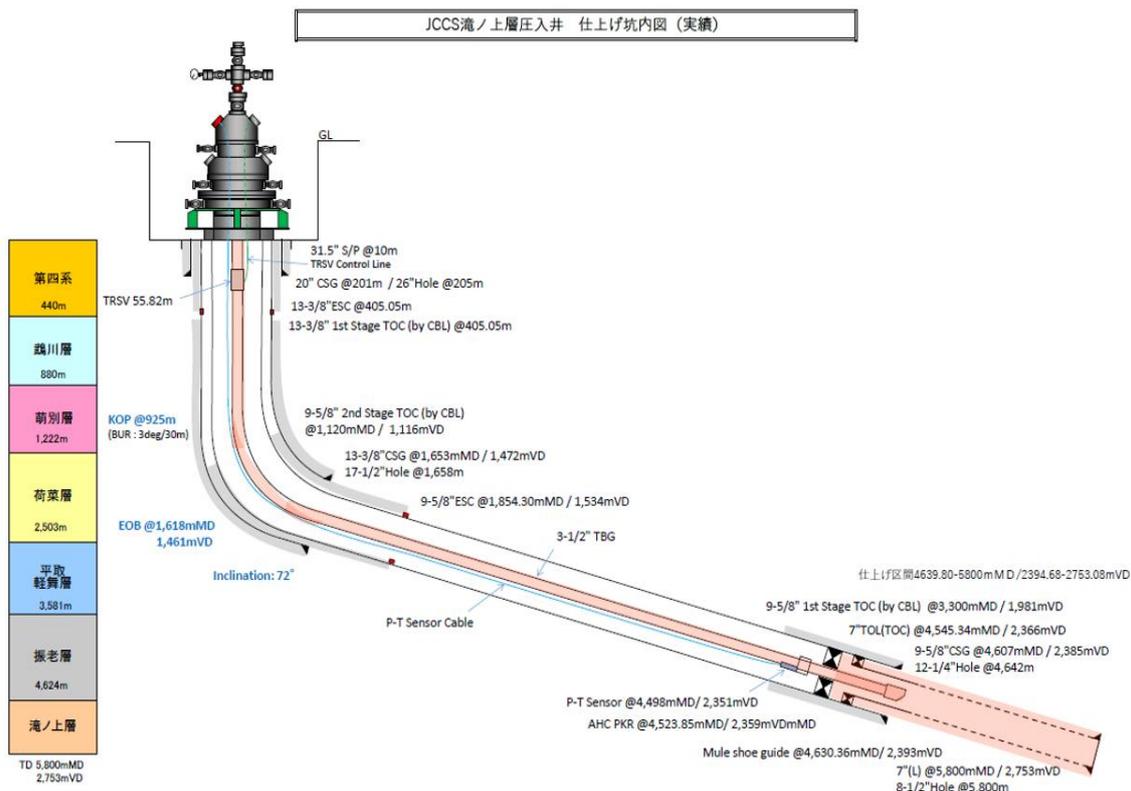


図 3.2-12 砂岩中の CO₂ 飽和率と相対浸透率の関係（Bennion (2005) ³⁾ より作成）

3.3 滝ノ上層への圧入

試験圧入開始前、IW-1 の坑口から坑底まではブラインで満たされていた（図 3.3-1）。したがって、坑井に CO₂ を圧入しても、しばらくはブラインのみが貯留層に圧入される。貯留層の CO₂ に対する圧入性は CO₂ のみが圧入されている状況で評価する必要があるが、PT センサーの測定値から仕上げ区間に残るブラインの量を確認することは出来ない。そのため、十分な量の CO₂ を圧入し、極力、坑内のブラインを排除した後に圧入性を評価することとした。したがって、試験圧入を坑内のブラインを可能な限り CO₂ に置換する「ブライン置換」と滝ノ上層の CO₂ に対する圧入性を調査する「最大レート調査」に区分して実施した。

第一回試験圧入を 2018 年 2 月 6 日～2 月 23 日にかけて実施したが、ブライン置換中に高圧 CO₂ 圧縮機が緊急停止したため中断した。その時点での累計圧入量は 37.2 t-CO₂ であった。



注) 赤く色付け箇所がブラインで満たされた範囲。57m³の容量がある。

図 3.3-1 滝ノ上層圧入井 IW-1 の坑内仕上げ図

2018年度は7月31日～9月1日にかけて第二回試験圧入を行った。図 3.3-2 に結果を示す。ブライン置換は 70 kg-CO₂/h で定レート圧入（赤線）を継続し、累計圧入量（黒破線）が 63.0 t-CO₂ に達した 8月16日に、坑内のブラインを十分に除去したとみなし、最大レート調査に移行した。ここでの最大レートとは PT センサー圧力（灰色線）37.50 MPaG 以下で圧入できる最大の圧入レートを指す。なお、遮蔽層破壊を避けるために設定した PT センサー深度における上限圧力は 38.00 MPaG であるが、安全のため、上限圧力以下の 37.50 MPaG を目安とした。PT センサー圧力を注視しながら、段階的に 70、80、90、100 kg-CO₂/h とレートアップし、各レートにおける PT センサー圧力（灰色線）、温度（黄色線）から圧入指数を求めた。圧入指数から求めた最大レートは 108～144 kg-CO₂/h と推定された。また、管内流動シミュレーションで求めた IW-1 坑内の圧力分布から CO₂ は仕上げ区間のほぼ全域から貯留層に圧入されうると推定された。試験圧入は 9月1日に製油所の

補修のため中断した。この時点での累計圧入量は 98.2 t-CO₂ であった。

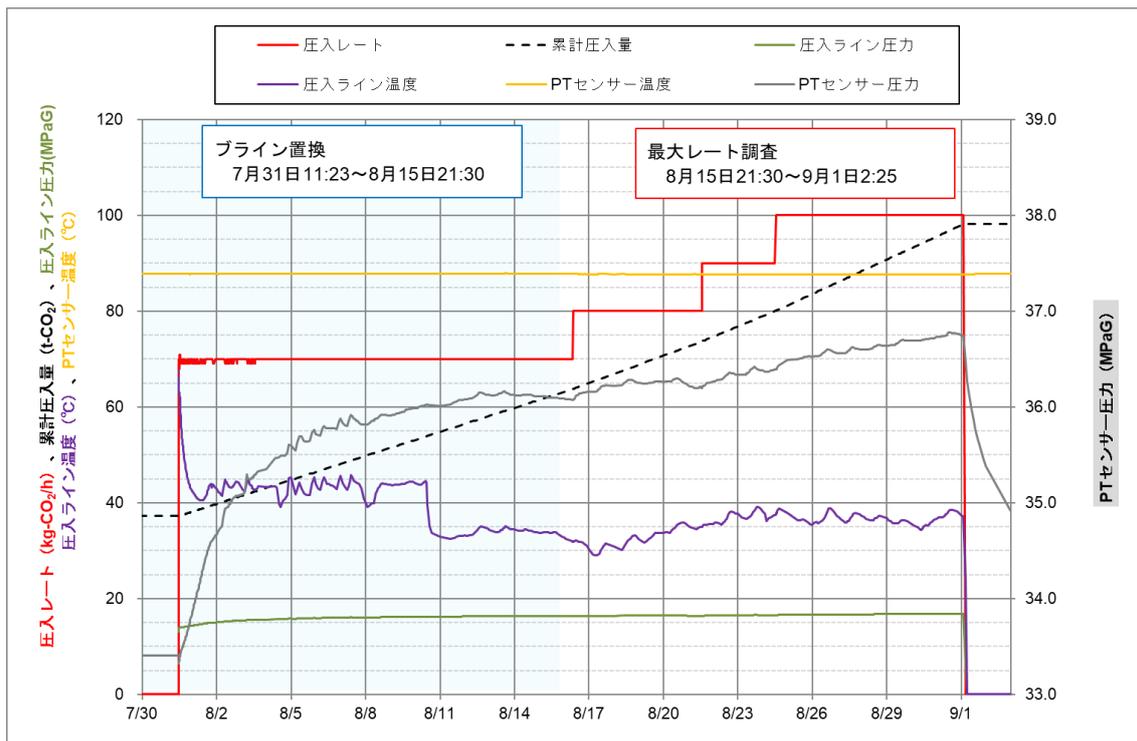


図 3.3-2 第二回滝ノ上層試験圧入結果

3.3.1 ブライン置換に必要な CO₂ 量

第一回試験圧入終了時点におけるブライン液面の推定深度は 5,380 mMD であったが、圧入停止中における PT センサー圧力の低下状況から、第二回試験圧入までに 4,739 mMD まで上昇したと考えられる。この場合、坑内に残るブラインの量は CO₂ 換算で 25.8 t に相当する。この量と第一回試験圧入における累計圧入量 37.2 t-CO₂ を合わせた、累計圧入量 63.0 t-CO₂ をブライン置換終了の指標とした。

図 3.3-3 は置換に要する CO₂ 量の推定方法のイメージを示したものである。PT センサー圧力と坑底圧力は、PT センサー圧力+水頭圧 (PT センサー～坑底) = 坑底圧力の関係にある。ここで、坑底圧力を第一回試験圧入開始前の坑内状況から推定される 36.8 MPaG と仮定し、第二回試験圧入前の PT センサー圧力を第二回試験圧入前の 33.4 MPaG (2018 年 7 月 5 日の測定値) とする。この場合、水頭圧が 3.4 MPa (36.8-33.4) となるブライン液面の深度は 4,739 mMD となる。

坑内の CO₂ 量を計算するためにはその密度を得る必要がある、そのために用いる圧力および温度は深度で異なる。そこで、先ず坑内を区分し、各区分の圧力、温度における密度を決定し、区分毎に CO₂ 量を推定した。坑内の CO₂ 量は各区分の CO₂ 量を積算することで求められる。坑内に残るブラインの量に相当する CO₂ 量は、ブライン置換前後の坑内の CO₂

量を差し引くことで求めた。なお、ブライン置換終了時は PT センサー圧力 37.0 MPaG、坑内温度は貯留層温度に等しいと仮定している。

坑内以外に、約 120m ある圧入ラインの圧力上昇も考慮する必要がある。ブライン置換前後で圧入ライン圧力は 14.2 MPaG から 17.1 MPaG まで上昇すると考えられ、この圧力上昇に要する CO₂ 量は 1 kg と推定された。以上の推定結果を表 3.3-1 にまとめる。

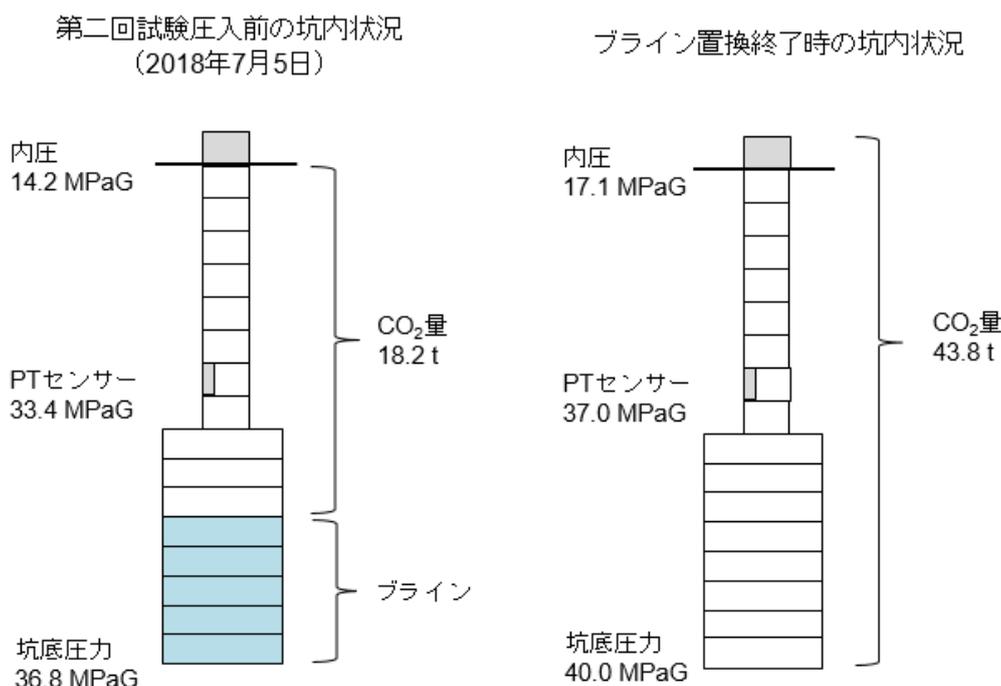


図 3.3-3 ブライン置換に必要な CO₂ 量の推定方法

表 3.3-1 ブライン置換に必要な CO₂ 量の推定結果

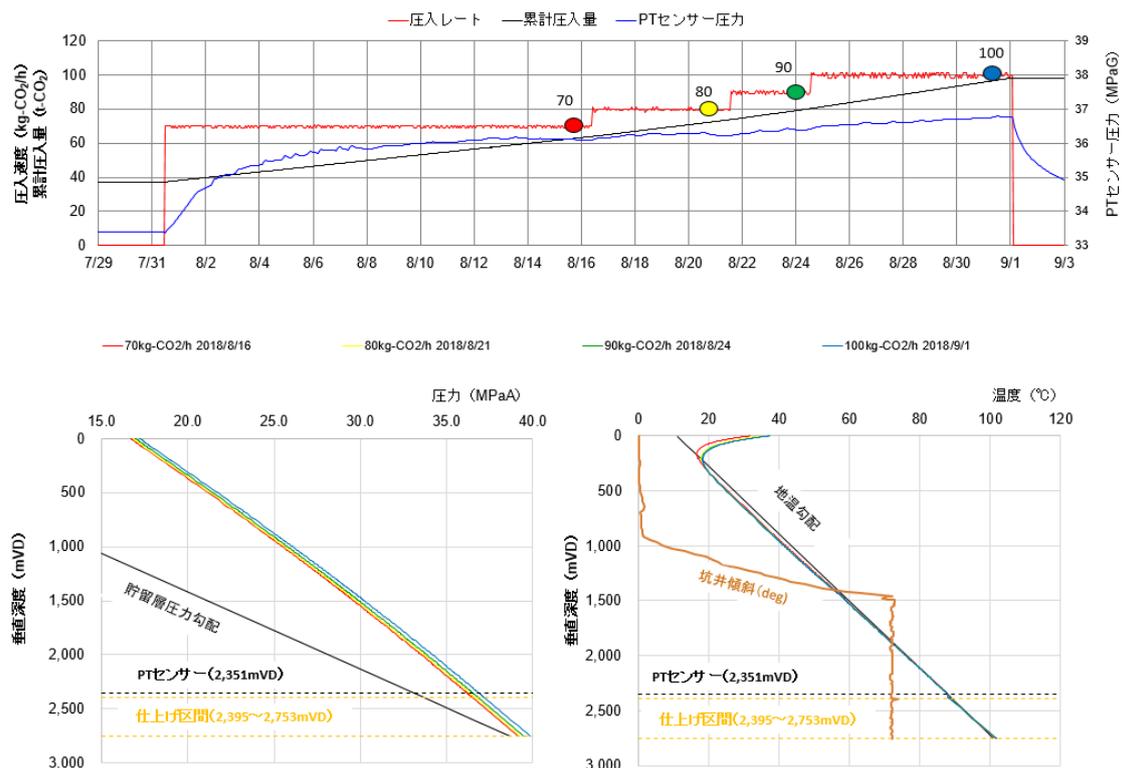
項目	内圧 (MPaG)	PTセンサー圧力 (MPaG)	液面 (mMD)	CO ₂ 量 (kg)
①第二回試験圧入前 (2018/7/5)	14.2	33.4	4,739	18,214
②ブライン置換終了時	17.1	37.0	-	43,806
③圧入ライン昇圧分 (14.2→17.1MPaG)	-	-	-	1
④置換に必要なCO ₂ 量 (②-①+③)	-	-	-	25,593
⑤第一回試験圧入の累計圧入量	-	-	-	37,243
合計 (④+⑤)	-	-	-	62,836

3.3.2 坑内状況の推定

IW-1 の PT センサー (4,498 mMD/2,351 mVD) と仕上げ区間上端 (4,640 mMD/2,395 mVD) は掘削深度で 142 mMD、垂直深度で 44 mVD の差があり、それぞれの深度で圧力、温度が異なる。そのため IW-2 同様に、管内流動シミュレーター

PIPESIM（Schlumberger社）を用いてCO₂圧入中の坑内圧力分布、温度分布を推定し、仕上げ区間上端の圧力、温度を求めた（表 3.3-2）。

図 3.3-4 の上図は赤線が圧入レート、各色の丸印がシミュレーションの対象としたレートおよび日時を、青線が PT センサー圧力を示す。いずれのレートでも PT センサー圧力の安定は見られず、レート変更前の PT センサー圧力、温度をマッチングの対象とした。図 3.3-4 の左下および右下の図はシミュレーションの結果であり、垂直深度に対する坑内圧力分布および温度分布をそれぞれ示している。



(上図 圧入レート、左下図 坑内圧力分布、右下図 坑内温度分布)

図 3.3-4 管内流動シミュレーション結果（IW-1 第二回試験圧入）

表 3.3-2 坑内の各点における圧力・温度推定値（IW-1 第二回試験圧入）

年月日	圧入レート (kg-CO ₂ /h)	圧力 (MPaA)			温度 (°C)		
		坑口	PTセンサー	仕上げ区間上端	坑口	PTセンサー	仕上げ区間上端
18/8/16	70	16.57	36.08	36.40	31.8	87.8	88.7
8/21	80	16.70	36.21	36.53	34.9	87.7	88.6
8/24	90	16.87	36.40	36.73	37.5	87.7	88.6
9/1	100	17.12	36.76	37.09	37.1	87.7	88.6

(1) 坑内の圧力分布

表 3.3-3 に圧入レートに対する坑内の CO₂ 密度および流速を示す。CO₂ 密度はいずれの

レートでも 758~930 kg/m³ の範囲にあった。流速は圧入レート自体が低いこともあり、100 kg-CO₂/h でも最速 9.46×10⁻³ m/s 程度であった。

表 3.3-3 各圧入レートにおける坑口～PT センサー間の CO₂ 密度と流速

日付	圧入レート (kg-CO ₂ /h)	密度 (kg/m ³)	流速 (m/s)
18/8/16	70	785~929	5.47×10 ⁻³ ~6.69×10 ⁻³
8/21	80	760~925	6.27×10 ⁻³ ~7.64×10 ⁻³
8/24	90	761~926	7.61×10 ⁻³ ~9.26×10 ⁻³
9/1	100	766~930	7.80×10 ⁻³ ~9.46×10 ⁻³

坑内の圧力を決める要因は、1)水頭圧、2)圧力損失、3)流体の加速度変化である。表 3.3-4 に各圧入レートにおける坑口～PT センサー間の圧力差および各要因による変化量をまとめた。IW-1 は全体の圧力差と水頭圧がほぼ等しく、圧力損失は流速が遅いため無視できる。

表 3.3-4 坑内の圧力変化に対する各圧力変化要因の影響（IW-1）

日付	圧入レート (kg-CO ₂ /h)	圧力差 (坑口～PT) (MPa)	変化量（坑口～PT）		
			水頭圧 (MPa)	圧力損失 (MPa)	加速度変化 (MPa)
18/8/16	70	19.50	19.50	-3.88×10 ⁻⁵	0.00
8/21	80	19.51	19.51	-4.80×10 ⁻⁵	0.00
8/24	90	19.54	19.54	-5.90×10 ⁻⁵	0.00
9/1	100	19.64	19.64	-7.07×10 ⁻⁵	0.00

注) 重力方向に働く水頭圧を正の値とし、逆方向に作用する圧力損失を負の値とした。

図 3.3-4 の坑内圧力分布で示すように、いずれの圧入レートでも仕上げ区間における坑内圧力は貯留層圧力（黒線）を上回った。圧力の大小関係からは仕上げ区間全域から CO₂ が圧入されるが、CO₂ が貯留層の粒子間隙に浸入するためには、坑内と貯留層間の圧力差がスレッシュホールド圧力以上でなくてはならない。このスレッシュホールド圧力を考慮し圧入区間を検討した結果を 3.3.5 圧入区間の項にまとめた。

(2) 坑内の温度分布

表 3.3-5 に坑口から PT センサー間の温度変化に対する 1)流体の断熱圧縮による温度上昇、2)チュービング内外の伝熱、3)位置エネルギーの熱変化による影響をまとめた。

いずれの圧入レートでもチュービング内外の伝熱による影響が大きく、全体の温度変化に対して約 65%を占めた。流速が遅いため坑内温度は地温の影響を受けやすいと考えられ、図 3.3-4 の右下図に示すように坑内温度は貯留層温度とほぼ同じであった。

表 3.3-5 坑内の温度変化に対する各温度変化要因の影響（IW-1）

日付	圧入レート (kg-CO ₂ /h)	温度差 (坑口～PTセンサー) (°C)	変化量			全体の温度変化に占める割合		
			断熱変化 (°C)	伝熱 (°C)	位置 エネルギー (°C)	断熱変化 (%)	伝熱 (%)	位置 エネルギー (%)
18/8/16	70	56.0	6.9	37.8	11.3	12.3	67.5	20.2
8/21	80	52.8	6.9	34.7	11.3	13.0	65.6	21.4
8/24	90	50.2	6.8	32.1	11.3	13.5	64.0	22.5
9/1	100	50.6	6.6	32.7	11.4	13.0	64.5	22.5

3.3.3 圧入指数

圧入レートを質量レートから体積レートに換算するために、PTセンサー深度および仕上げ区間上端深度の圧力、温度におけるCO₂密度を用いた。圧入時の坑内圧力は、最大レート調査で確認した各圧入レートにおけるPTセンサー圧力および管内流動シミュレーションで推定した仕上げ区間上端の圧力である。各深度における貯留層圧力は圧入停止時のPTセンサー圧力33.28 MPaGおよびPTセンサーから仕上げ区間上端までを満たすCO₂の水頭圧から33.60 MPaGとした。

表 3.3-6 および図 3.3-5 に各圧入レートにおけるPTセンサーと仕上げ区間上端の圧力および圧入指数を示す。圧入レートが増加するほど、PTセンサー圧力（青丸印）および仕上げ区間上端の圧力（赤丸印）は上昇した。IW-2ではそれぞれの圧力の上昇傾向に差が見られたがIW-1は同程度であった。圧入レートを変更してもPTセンサー～仕上げ区間におけるCO₂の密度変化が小さいことや低流速のため圧力損失が無視できるほど小さいことが要因と考えられる。

圧入指数はいずれのレートでもPTセンサー（青四角印）と仕上げ区間上端（赤バツ印）でほぼ等しく、70～90 kg-CO₂/hとレートアップするに伴い直線的な上昇傾向を示した。IW-2では、圧入レートが増えるほど圧入区間が拡大すると推定され、それが圧入指数の増加要因と考えられたが、3.3.2 坑内状況の推定の項で述べたようにIW-1は70 kg/h-CO₂で仕上げ区間の全域が圧入区間となっておりレートアップしても拡大しなかった。圧入区間周辺のCO₂飽和率が上昇し、圧入指数が増加した可能性も考えられるが、累計圧入量は少なく影響は小さいと考えられる。また、90 kg-CO₂/hでは0.90 m³/d/MPaであった圧入指数は100 kg-CO₂/hでは0.89 m³/d/MPaに減少した。圧入指数の変化要因については、引き続きCO₂圧入データを蓄積し検証していく。

表 3.3-6 各圧入レートにおける坑内圧力と圧入指数（IW-1 第二回試験圧入）

圧入段階	日付	圧入レート (kg-CO ₂ /h)	PTセンサー			仕上げ区間上端		
			Pwf (MPaG)	ドロウダウン (MPa)	圧入指数 (m ³ /d/MPa)	Pwf (MPaG)	ドロウダウン (MPa)	圧入指数 (m ³ /d/MPa)
試験圧入	推定値	0	33.28	0.0	-	33.60	0.00	-
	8/16	70	36.08	2.80	0.79	36.40	2.80	0.79
	8/21	80	36.21	2.93	0.85	36.53	2.93	0.85
	8/24	90	36.40	3.12	0.90	36.73	3.13	0.90
	9/1	100	36.76	3.48	0.89	37.09	3.49	0.89

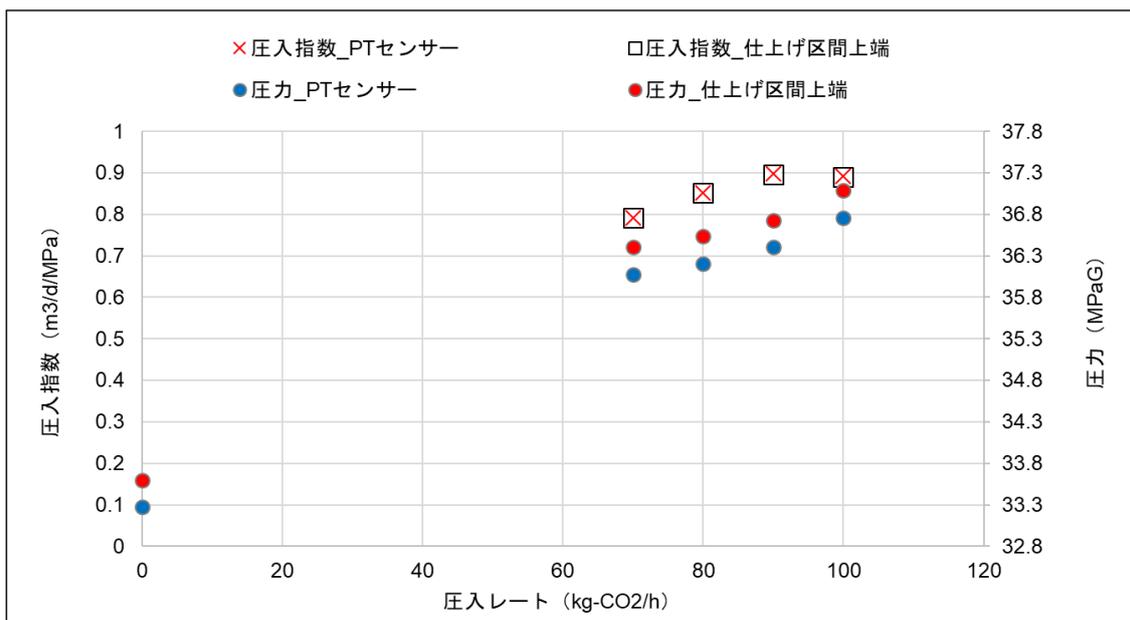


図 3.3-5 圧入レートと圧入指数の関係

3.3.4 最大圧入レート

最大圧入レートは、管内流動シミュレーターPIPESIM (Schlumberger 社) を用いて検討した。3.3.3 圧入指数の項で述べたように、現時点では圧入レートと圧入指数の相関が明確でないことから、圧入指数について以下の 3 ケースを仮定し、仕上げ区間上端の圧入指数を設定した。その後、各ケースについて様々な圧入レートで坑内圧力分布を計算し、PT センサー圧力が 37.50 MPaG となる圧入レートを最大圧入レートとした。

- 1) ケース 1： PT センサー圧力が 37.50 MPaG となる圧入レートおよび圧入指数を圧入レートと圧入指数の近似曲線（図 3.3-5）から求める。レートアップに伴う圧入指数の増加が 100 kg-CO₂/h 以降も継続すると仮定した。
- 2) ケース 2：実績の中で最大レートに最も近い 100 kg-CO₂/h の圧入指数 0.89 m³/d/MPa を採用した。
- 3) ケース 3：実績の中で最も低い 70 kg-CO₂/h の圧入指数を採用した。

各ケースで推定された PT センサーおよび仕上げ区間上端の圧力、最大レートを表 3.3-7 にまとめる。PT センサー圧力 37.50 MPaG に対し、仕上げ区間上端の圧力はいずれのレートでも 37.83 MPaG と推定された。最大レートはケース 1 が最も高く 144 kg-CO₂/h、次いでケース 2 が 121 kg-CO₂/h、ケース 3 が最も低く 108 kg-CO₂/h であった。現時点で 100 kg-CO₂/h 以上の圧入レートにおける圧入指数の予測は困難であるが、これまでの傾向から最大レートは 108~144 kg-CO₂/h の範囲にあると考えられる。

表 3.3-7 圧入指数と最大レート

ケース	圧入指数 (m ³ /d/MPa)	PTセンサー圧力 (MPaG)	仕上げ区間上端圧力 (MPaG)	最大レート (kg-CO ₂ /h)
1	1.06	37.50	37.83	144
2	0.89	37.50	37.83	121
3	0.79	37.50	37.83	108

3.3.5 圧入区間

3.3.2 坑内状況の推定で、圧入中の坑内圧力がいずれの深度でも貯留層圧力より高く、圧力の大小関係上は仕上げ区間全域が圧入区間となり得ることを述べた。しかしながら、CO₂ が貯留層に浸入するためには貯留層のスレッシュホールド圧力を超える圧力差が必要となる。スレッシュホールド圧力は低浸透率の層ほど大きく、その影響を無視できない。IW-1 の滝ノ上層貯留層コアを用いた、段階昇圧法および残差圧力法によるスレッシュホールド圧力測定結果は、段階昇圧法で平均 3.02 MPa、残差圧力法では平均 1.59 MPa であった。測定方法により測定値は異なるが、段階昇圧法による結果が Thomas et al.(1968)が N₂ を用いて実施した段階昇圧法による試験結果と良く一致し、また、既往の多くの報告が以下の、浸透率の逆数とスレッシュホールド圧力の相関関係を示す Thomas の近似に調和的である⁵⁾。

$$P_T = 7.37 \left(\frac{1}{k} \right)^{0.43}$$

P_T :スレッシュホールド圧力(psi)、 k :浸透率 (mD) を示す。

IW-1 の仕上げ区間のスレッシュホールド圧力は、NMR 検層データから評価された浸透率 (0.0001~0.3919 mD) と Thomas の近似から、0.08~2.67 MPa と推定された。

図 3.3-6 は貯留層圧力(黒の実線)にスレッシュホールド圧力を加算した圧力(以下、「 P_s+P_T 」と称する。)(茶色の実線)と各圧入レート時の坑内圧力(赤色、黄色、緑色、青色、紺色の実線)を比較して CO₂ の圧入区間を推定したものである。灰色の実線は NMR 検層デー

タから評価された浸透率を示す。

坑内圧力はいずれのレートでもほぼ全ての区間で P_s+P_T を上回っているが、圧入レートによっては、低浸透領域で P_s+P_T を下回る区間も見られる。例えば、2,620 mVD 付近で P_s+P_T が 38.5 MPaG まで上昇している区間がある。この区間は、圧入レート 70~90 kg- CO_2/h においては坑内圧力の方が低いため CO_2 は圧入されず、100 kg- CO_2/h では坑内圧力の方が高くなるため、 CO_2 が圧入されると考えられる。

このように、IW-1 ではレートアップにより坑内圧力が上がることで、スレッシュホールド圧力の高い低浸透領域に CO_2 が入り始める区間があると考えられる。このことは、レートアップに伴い圧入指数が増加する要因の一つである可能性はあるが、対象が低浸透領域であるため影響は小さいと考えられる。

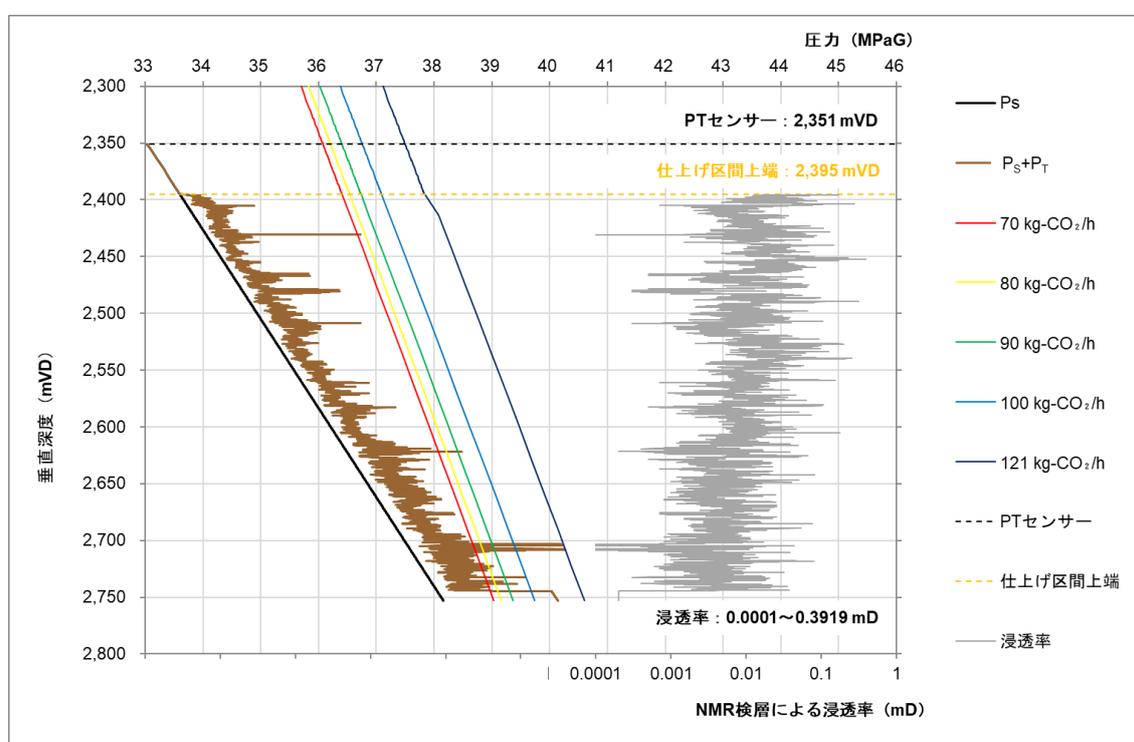


図 3.3-6 IW-1 における推定圧入区間

3.4 まとめ

3.4.1 萌別層への圧入

2018年度は 79,514 t- CO_2 を圧入した。圧入を開始した 2016年4月6日から 2019年3月31日までの累計圧入量は 235,499 t- CO_2 となった。

圧入実績に対する各検討では 2016年度および 2017年度と同様に、管内流動シミュレーションにより坑内の圧力分布および温度分布を推定し、圧入区間、圧入指数等を評価した。

圧入区間は、圧入レートが増加するほど坑内圧力が上昇するため、より深部に拡大するものと推定された。また、圧入指数も圧入レートが増えるほど増加する傾向が見られた。これは圧入区間が拡大し、その範囲に高浸透率の領域があるためと考えられる。なお、推定される圧入区間は最大圧入レート（約 22 万 t-CO₂/年）でも萌別層砂岩層上部までであった。また、圧入指数には経時的な変化が見られた。最大レート付近（21.0-22.4 万 t-CO₂/年）における圧入指数は圧入を開始した 2016 年 4 月から 2018 年 5 月頃まで徐々に増え、約 4,000 m³/d/MPa まで増加した。一方、長期圧入停止後の 2019 年 3 月における圧入指数は約 3,000 m³/d/MPa と減少していた。このことは長期圧入停止中に CO₂ の浮上や地層水の溶解により、圧入区間近傍の CO₂ 飽和率が低下した可能性を示唆する。圧入指数が変化することについては、今後の圧入状況を踏まえた上で検討していく。

3.4.2 滝ノ上層への圧入

2018 年度は 7 月 31 日～9 月 1 日の第二回試験圧入で 61t-CO₂ を圧入し、累計圧入量は 98 t-CO₂ となった。

最大レート調査結果から推定した仕上げ区間上端における圧入指数は、70～90 kg-CO₂/h でレートアップに伴う増加傾向が見られ、90～100 kg-CO₂/h では同程度であった。圧入時の坑内圧力はいずれの深度でも貯留層圧力より高く、スレッシュホールド圧力を考慮しても、仕上げ区間のほぼ全区間が圧入区間になりうると推定された。また、レートアップに伴い坑内圧力が上がることで、スレッシュホールド圧力の高い領域にも CO₂ が入り始める可能性が示唆された。このことが、レートアップにより圧入指数が増加する要因の一つである可能性はあるが、対象が低浸透領域であることから影響は小さいと考えられる。

また、圧入指数を 3 ケース仮定し推定した最大レートは 108～144 kg-CO₂/h であった。しかしながら、現時点で圧入レートと圧入指数の相関を把握することは困難であり、圧入時の坑内状況も不明瞭である。今後、更に圧入データを蓄積し、検証していく。

【参考文献】

- 1) User Guide, PIPESIM Version 2014.1, p.296-297(2014)
- 2) Peixue Jiang, Xiaolu Li, Ruina Xu, Yongsheng Wang, Maoshan Chen, Heming Wang, Binglu ruan., "Thermal modeling of CO₂ in the injection well and reservoir at the Ordos CCS demonstration project, China", International Journal of Greenhouse Gas Control 23, p.135-146(2014)
- 3) Brant Bennion, Stefan Bachu., "Relative Permeability Characteristics for Supercritical CO₂ Displacing Water in a Variety of Potential Sequestration

Zones in the Western Canada Sedimentary Basin”. SPE Annual Technical Conference and Exhibition(2005)

- 4) McMillan Burton, Navanit Kumar and Steven L.Bryant.,”CO₂ injectivity into brine aquifers: why relative permeability matters as much as absolute permeability”, Energy Procedia1, p.3091-3098(2009)
- 5) 日本CCS調査(株)、”平成 29 年度苫小牧における CCS 大規模実証試験事業成果報告書”（2018）