

## 目次

第3章 年間約10万トン規模でのCO <sub>2</sub> 圧入、貯留試験	3-1
3.1 萌別層への圧入	3-3
3.1.1 圧入実績	3-3
3.1.2 圧入時の坑内圧力および温度	3-3
3.1.3 圧入区間	3-11
3.1.4 圧入指数	3-14
3.1.5 まとめと今後の課題	3-19

### 第3章 年間約10万トン規模でのCO<sub>2</sub>圧入、貯留試験

苫小牧 CCS 実証試験の CO<sub>2</sub> 圧入は、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 (Fall-Off Test。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 CO<sub>2</sub> 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。

表 3-1 に各年度の各層の圧入量を、表 3-2 に CO<sub>2</sub> 圧入実績を示す。萌別層への圧入は 2016 年 4 月 6 日から 5 月 24 日の試験圧入、2017 年 2 月 5 日から 9 月 15 日の本圧入初期段階を経て、2017 年 9 月 16 日より本圧入継続段階に移行した。

滝ノ上層への圧入は、2018 年 2 月 6 日から 2 月 23 日、7 月 31 日から 9 月 1 日まで試験圧入を実施し 98 t-CO<sub>2</sub> を圧入した。

2019 年度は、萌別層に対し、その時々で可能な最大レートでの圧入を継続した。出光興産株式会社北海道製油所 (以下、「製油所」と称する。) の定期整備等による圧入停止、分離・回収設備のセミリーンアミン配管で生じたピンホールの補修のため圧入停止があったものの、11 月 22 日に本実証試験における累計圧入量 30 万 t-CO<sub>2</sub> を達成し、圧入を終了した。

圧入終了時の累計圧入量は萌別層が 300,012 t-CO<sub>2</sub>、滝ノ上層が 98 t-CO<sub>2</sub>、両層の合計が 300,110 t-CO<sub>2</sub> であった。

表 3-1 各年度の各層の圧入量

年度	萌別層(t-CO <sub>2</sub> )		滝ノ上層(t-CO <sub>2</sub> )		両層の合計(t-CO <sub>2</sub> )	
	単年度 合計	累計	単年度 合計	累計	単年度 合計	累計
2016	29,222	29,222	0	0	29,222	29,222
2017	126,763	155,986	37	37	126,801	156,023
2018	79,514	235,499	61	98	79,575	235,598
2019	64,513	300,012	0	0	64,513	300,110



### 3.1 萌別層への圧入

#### 3.1.1 圧入実績

2019年度の圧入実績を図3.1-1に示す。製油所の定期保全業務（SDM）、分離・回収設備のセミリーンアミン配管および流量制御バルブ交換等の事由により合計4回の圧入停止があった。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、萌別層および滝ノ上層の累計圧入量の合計が30万t-CO<sub>2</sub>に到達した11月22日に圧入を終了した。期間中のPTセンサー圧力は9.53~10.06 MPaGであり、上限圧力である12.63 MPaG未満であった。PTセンサー温度も38.48~47.01℃であり正常な範囲内であった。2019年度の萌別層への圧入量は64,513 t-CO<sub>2</sub>、圧入を開始した2016年4月6日から圧入を終了した2019年11月22日までの累計圧入量は300,012 t-CO<sub>2</sub>であった。

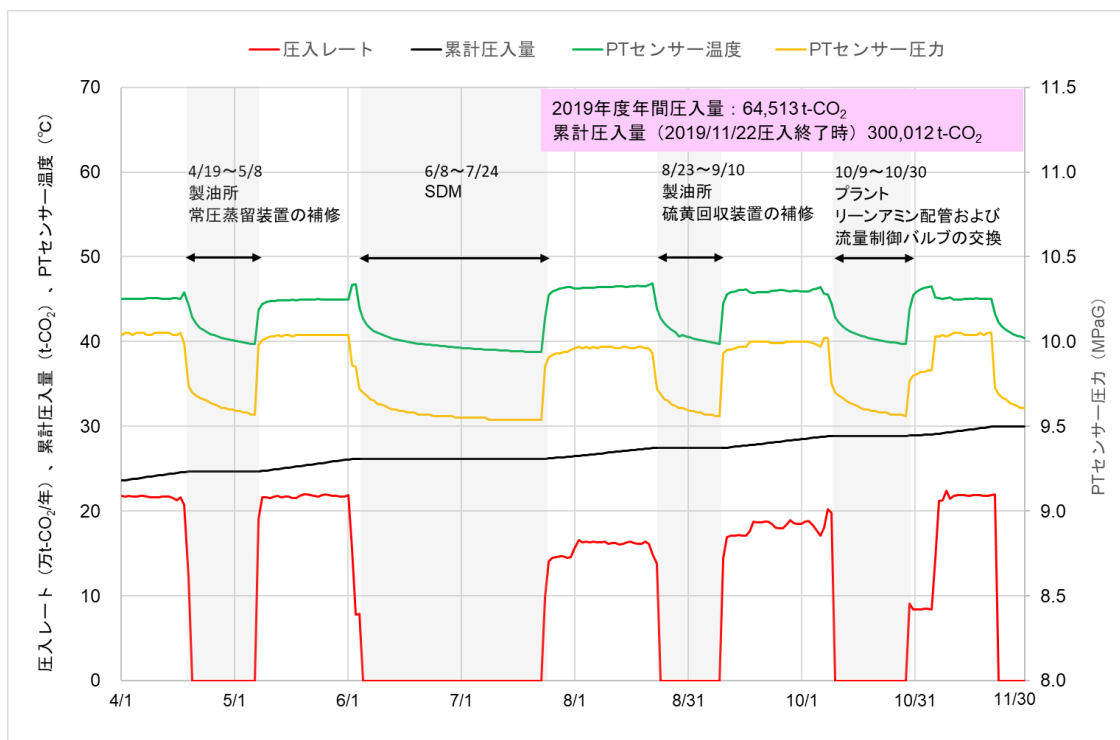


図 3.1-1 萌別層圧入井の圧入履歴（2019年度）

#### 3.1.2 圧入時の坑内圧力および温度

##### (1) 坑内圧力および温度の推定方法

CO<sub>2</sub>圧入中は、坑口装置に取り付けた圧力計で坑口圧（内圧）を、坑内に設置したPTセンサーで坑内圧力、温度をそれぞれ測定しているが、貯留層性状を評価するための圧力

解析および長期CO<sub>2</sub>挙動シミュレーションにおけるマッチング対象はCO<sub>2</sub>が圧入される仕上げ区間上端の圧力、温度である。ここで、図3.1-2に示すようにPTセンサーの設置深度が2,062 mMD (930 mVD) であるのに対し、仕上げ区間上端は2,306 mMD (959 mVD) であり、深度が異なることからそれぞれの圧力、温度も異なる。従って、仕上げ区間上端の圧力および温度は、坑口およびPTセンサーの圧力、温度をマッチング対象とした管内流動シミュレーションにより推定した。

管内流動シミュレーションでは、Schlumberger社製の管内流動シミュレーターPIPESIMを用いて、圧入中の坑口から仕上げ区間上端までの坑内圧力、温度分布を求めた。推定した仕上げ区間上端の圧力は圧入指数を算出するための入力データ、長期CO<sub>2</sub>挙動シミュレーションにおけるマッチング対象に用いた。また、仕上げ区間の圧力分布を外挿により求め、初期の貯留層圧力分布と比較することで、圧入区間も推定した。

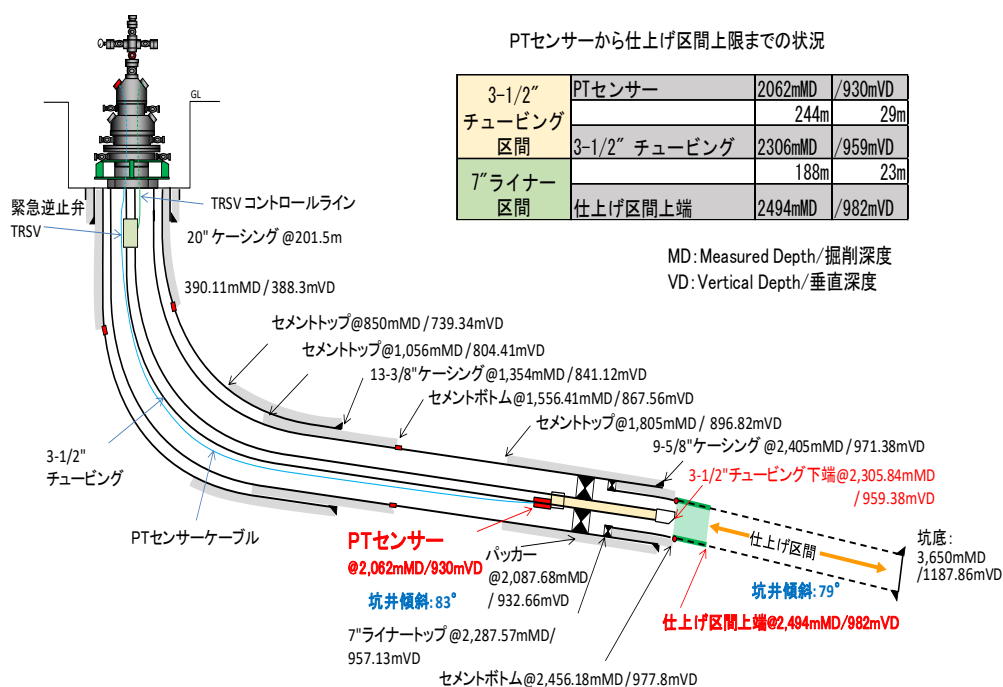
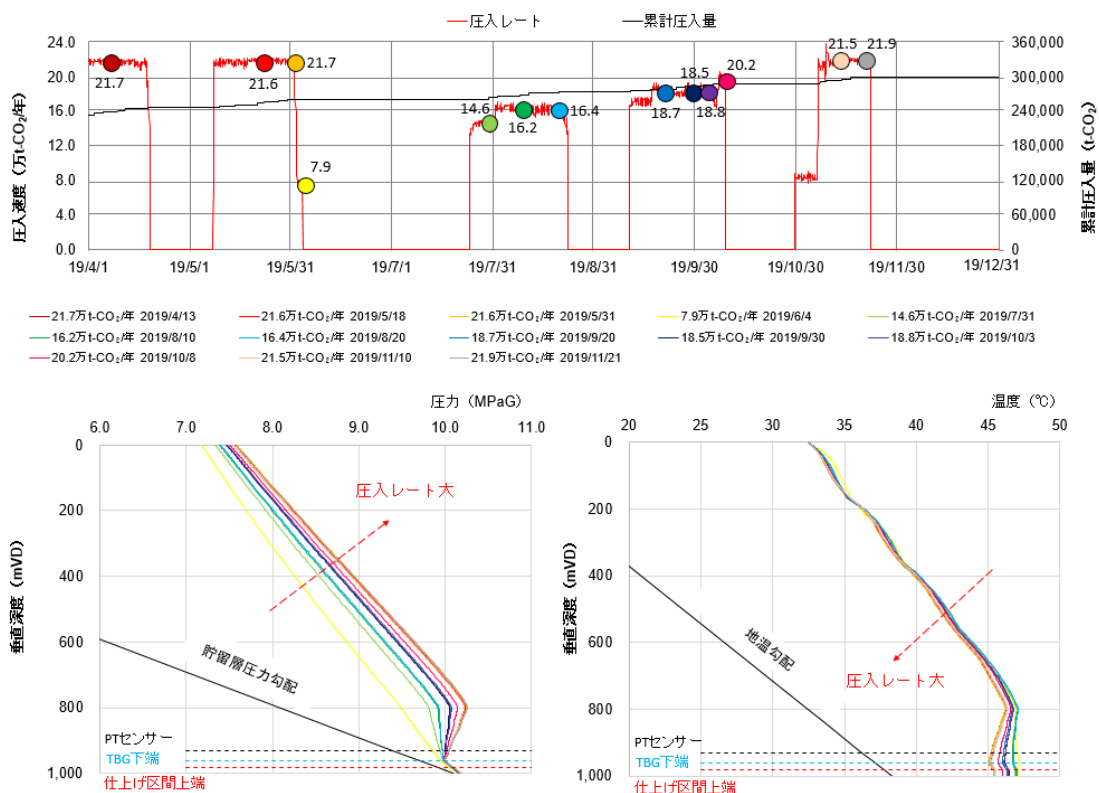


図 3.1-2 萌別層圧入井の坑内仕上げ図

## (2) 坑内圧力および温度の推定結果

図 3.1-3 の上図は 2019 年度の圧入レート (赤線グラフ) であり、管内流動シミュレーションの対象日を各色のマーカーで、その時の圧入レートをマーカー周辺に記載したものである。圧入レート、CO<sub>2</sub>濃度、PT センサー圧力、温度が概ね安定している日のデータをシミュレーションの入力データ、マッチングデータとした。下図はシミュレーションの

推定結果であり、左下図が坑口から仕上げ区間上端までの坑内圧力分布を、右下図が坑内温度分布をそれぞれ示している。坑内圧力および温度は坑井傾斜や坑内環境に応じて異なる増減傾向が見られた。詳細は本項の①および②で後述する。



(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 3.1-3 管内流動シミュレーション結果 (2019年度)

表 3.1-1 は本圧入継続段階における圧入レートと坑口、PT センサーおよび仕上げ区間上端における圧力、温度をまとめたものである。圧入レートに応じて各箇所の圧力、温度に変化が見られた。その要因については本項の①、②で後述する。

表 3.1-1 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 <sub>2</sub> /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	47.0
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
4/13	21.7	7.69	10.05	10.10	32.5	45.3	45.5
5/18	21.6	7.69	10.04	10.09	32.5	45.2	45.4
5/31	21.7	7.70	10.04	10.09	32.5	45.2	45.4
6/4	7.9	7.26	9.85	10.04	32.4	47.0	47.1
7/31	14.6	7.46	9.94	10.07	32.5	46.7	46.9
8/10	16.2	7.51	9.97	10.08	32.5	46.7	46.9
8/20	16.4	7.51	9.97	10.08	32.5	46.8	47.0
9/20	18.7	7.59	10.00	10.09	32.5	46.1	46.3
9/30	18.5	7.59	10.00	10.09	32.5	46.2	46.4
10/3	18.8	7.58	10.00	10.08	32.5	46.2	46.4
10/8	20.2	7.63	10.02	10.09	32.5	45.8	46.0
11/10	21.5	7.55	10.04	10.10	32.5	45.4	45.6
11/21	21.9	7.57	10.05	10.10	32.5	45.3	45.5

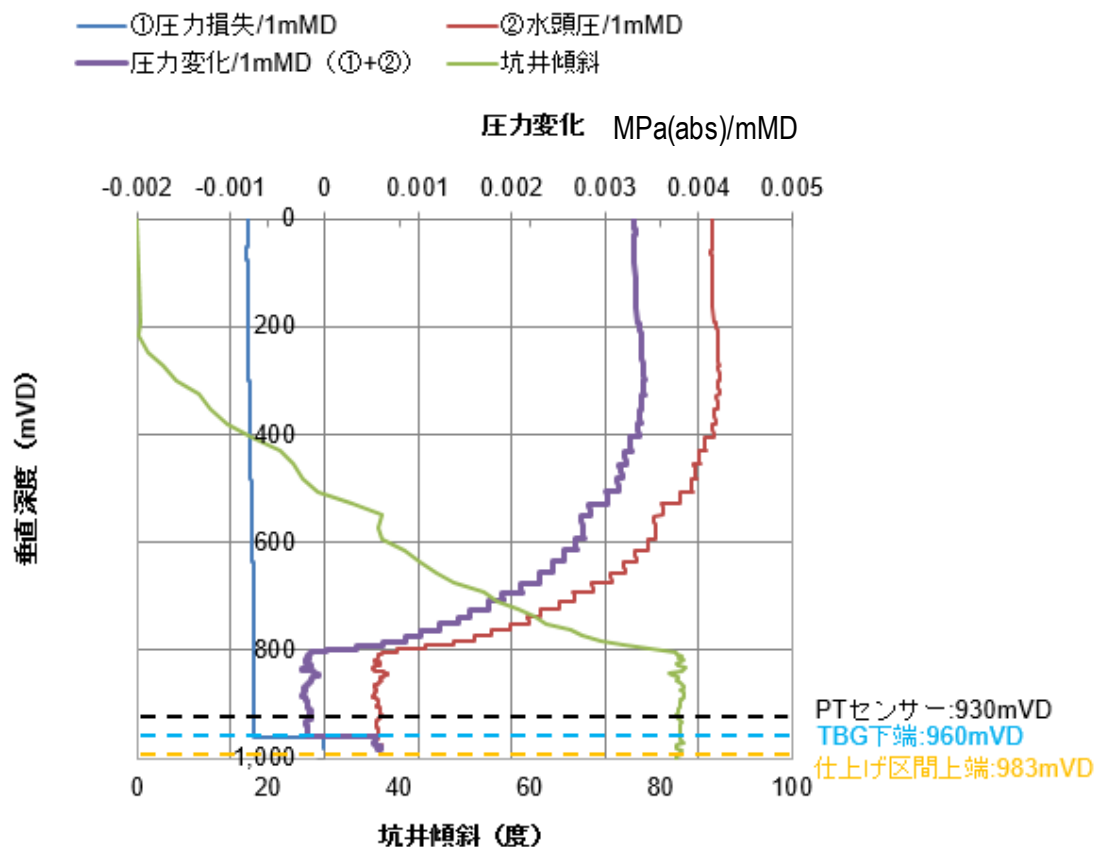
### ① 坑内圧力分布

坑内圧力は、1) 流体の密度および垂直深度（高さ）に比例し重力方向に働く水頭圧、2) 流体の流れと逆方向に働き流速の2乗に比例する圧力損失、3) 流体の加速度変化のために与える圧力の三要素により決定される<sup>1)</sup>。なお、CO<sub>2</sub>圧入においては流体の加速度変化はない。

図 3.1-3 に示した坑内圧力分布は 7.9 万 t-CO<sub>2</sub>/年（2019 年 6 月 4 日）での圧入を除き、垂直深度 800 mVD までは一様に上昇するが、800～959 mVD では上昇傾向が小さく、あるいは圧力が低下し、959 mVD 以深から再び上昇している。

図 3.1-4 はこの原因を説明するための参考図であり、21.3 万 t-CO<sub>2</sub>/年（2017 年 9 月 26 日）の圧入状況から推定した垂直深度に対する坑井の傾斜角（緑色の実線）および重力方向に働く掘進長 1 mMD あたりの水頭圧（赤色の実線）および圧力損失（青色の実線）である。IW-2 の坑井傾斜が 240 mVD から 806 mVD にかけて 0° から 82° へ増角するほど 1 mMD 当たりの水頭圧は徐々に減少し、800 mVD を境に水頭圧と圧力損失の絶対値の大小関係が逆転する。800～959 mVD では圧力損失の絶対値の方が大きいため坑内圧力が減少し、959 mVD 以深では再び圧力損失の方が小さくなる。959 mVD を境に配管が内径 7.0 cm のチュービングから内径 15.7 cm のライナーケーシングとなる。この内径の拡大により圧力損失が減少する。





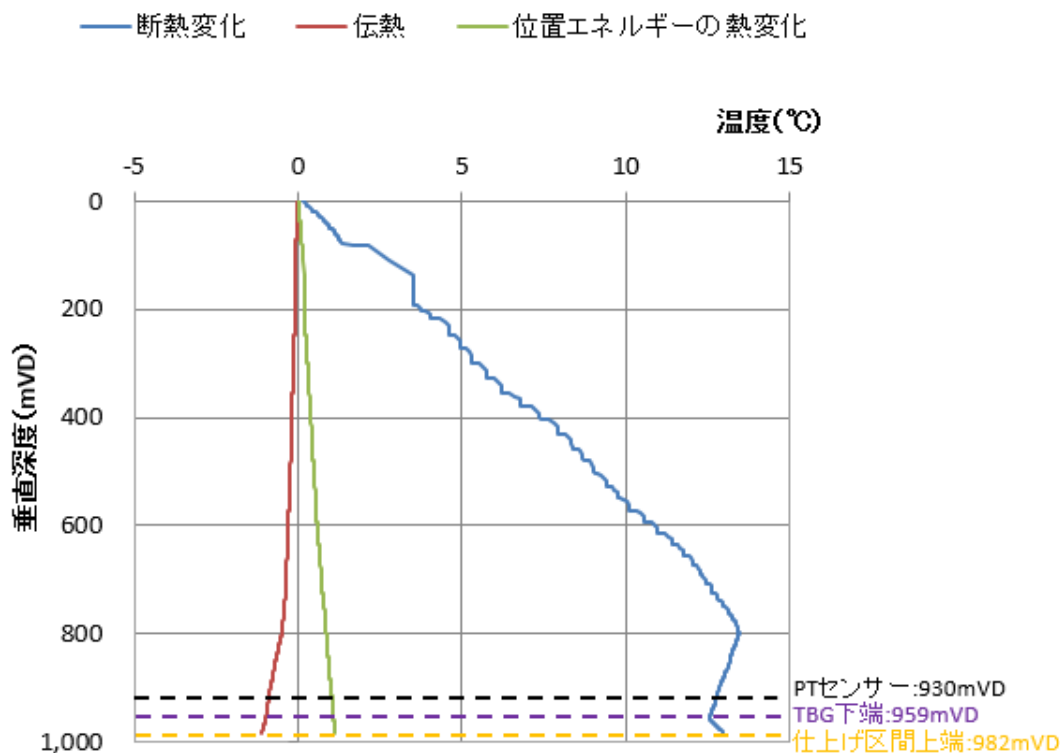
注) 21.3 万 t-CO<sub>2</sub>/年で圧入していた 2017 年 9 月 26 日の圧入状況から推定した。  
 注) mVD は垂直深度を、mMD は坑井長を示す

図 3.1-4 坑井傾斜および CO<sub>2</sub> 圧入時の坑内の圧力損失と水頭圧

② 坑内温度分布

CO<sub>2</sub> 圧入において坑内温度を変化させる要因として、1) 流体の断熱変化による温度変化、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<sup>2)</sup>。

図 3.1-3 で見られるように、坑内の温度分布は圧力分布同様に 800 mVD まで上昇が続き、800 mVD 以深で減少している。圧入中の CO<sub>2</sub> 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である。圧力上昇により温度上昇し、圧力低下により温度低下する。図 3.1-5 は 21.3 万 t-CO<sub>2</sub>/年 (2017 年 9 月 26 日) のデータから推定した垂直深度に対する温度変化を各要因に分けて示したものである。



注) 21.3 万 t-CO<sub>2</sub>/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 3.1-5 CO<sub>2</sub> 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

チュービング内外の伝熱（赤色の実線）および位置エネルギーの熱変化（緑色の実線）による温度変化は同様であった。それに対して、断熱変化による温度変化（青色の実線）は 800 mVD までは上昇し、800～959 mVD 間で減少、959 mVD 以深で再び上昇しており、図 3.1-4 に示した圧力変化と同様の傾向を示した。

表 3.1-2 に坑口～PT センサーの温度変化に対する各温度変化要因の影響を示す。いずれの圧入レートでも断熱変化による影響が支配的であり、全体の温度変化量の 70%以上を占める。伝熱による温度低下は圧入レートが 20 万 t-CO<sub>2</sub>/年前後の場合は-1°C前後だが、圧入レートが減少するに伴い温度も低下している。これは圧入レートの減少によりチュービング内の CO<sub>2</sub> 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 3.1-2 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 <sub>2</sub> /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 (%)	位置エネルギー (%)
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
4/13	21.7	12.8	12.4	-0.6	1.0	88.4	4.4	7.2
5/18	21.6	12.7	12.5	-0.8	1.0	87.4	5.6	7.1
5/31	21.7	12.7	12.3	-0.6	1.0	88.4	4.4	7.2
6/4	7.9	14.6	18.3	-5.1	1.5	73.6	20.5	5.9
7/31	14.6	14.2	15.5	-2.5	1.2	80.5	13.2	6.3
8/10	16.2	14.2	14.9	-1.8	1.2	83.2	10.1	6.7
8/20	16.4	14.3	14.7	-1.6	1.2	84.0	9.1	6.9
9/20	18.7	13.6	13.7	-1.3	1.2	84.3	8.3	7.5
9/30	18.5	13.7	13.8	-1.2	1.2	84.9	7.6	7.5
10/3	18.8	13.7	13.6	-1.1	1.2	85.5	6.8	7.6
10/8	20.2	13.3	13.2	-1.0	1.1	85.9	6.7	7.4
11/10	21.5	12.9	12.8	-0.9	1.0	86.9	5.9	7.1
11/21	21.9	12.8	12.5	-0.7	1.0	88.1	4.7	7.2

### 3.1.3 圧入区間

#### (1) 圧入区間の推定方法

仕上げ区間では、坑内圧力が貯留層圧力を上回る区間でCO<sub>2</sub>が貯留層へと圧入される。そこで、圧入区間は双方の圧力を比較することで推定した。しかしながら、管内流動シミュレーションの計算範囲は坑口から仕上げ区間上端までであり、仕上げ区間は範囲外である。そのため、仕上げ区間の圧力、温度は図3.1-6に示す手法で外挿した。まず、仕上げ区間を9つに区分した。次に、最も浅い区間aの圧力、温度から密度を決定し、下の区分bの圧力を算出する。同様に区分c, d, e, , ,と、坑底まで順次圧力を決定した。なお、圧入中の仕上げ区間の温度を推定できないこと、前提を簡潔にする等の理由から仕上げ区間の温度は仕上げ区間上端の温度に等しいと仮定した。

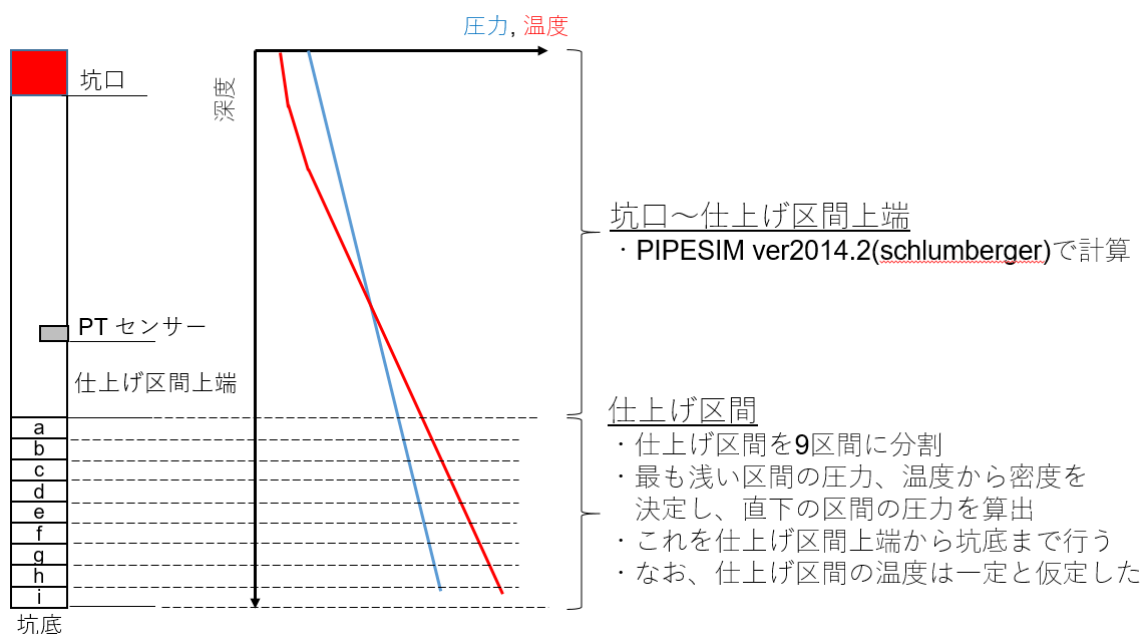


図 3.1-6 圧入区間の推定方法のイメージ

#### (2) 圧入区間の推定結果

図3.1-7に仕上げ区間の推定結果を示す。緑色でハイライトした範囲は坑内圧力（各色の線グラフ）が貯留層圧力（黒線グラフ）を上回る範囲であり圧入区間である。2019年度においても、圧入レートが増加するほど圧入区間が深部へ拡大する傾向が見られた。仕上げ区間上端は2,494 mMD/982.79 mVDであり、圧入区間は2,699～2,790 mMD/1,019～1,035 mVDであった。最大圧入レートでも圧入区間が萌別層砂岩層上部（2,569～

2,879 mMD/983~1,043 mVD) のみに限定されると推定された。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。) データから推定される萌別層砂岩上部の浸透率は 0.01~153 mD 程度であるが、本検討から CO<sub>2</sub> の圧入に対し十分な浸透性があることが示唆された。

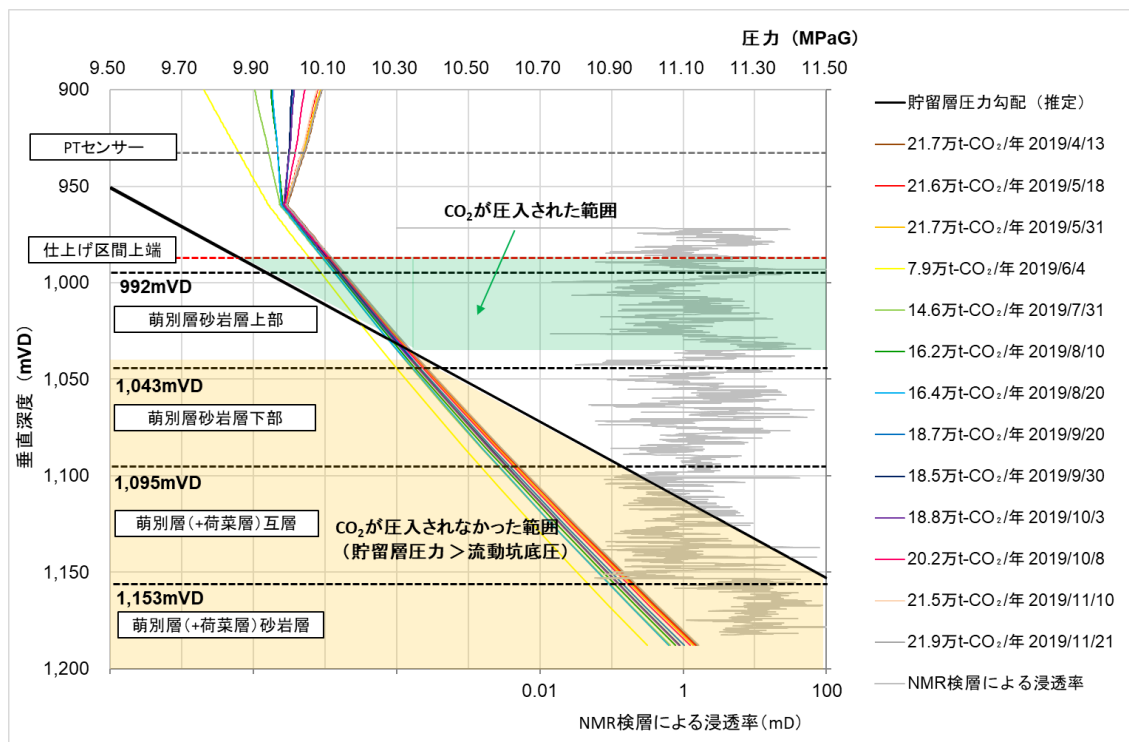


図 3.1-7 CO<sub>2</sub>が圧入された区間の推定 (2019 年度)

表 3.1-3 本圧入継続段階における圧入指数およびCO<sub>2</sub>が圧入された貯留層区間

日時	圧入レート (万t-CO <sub>2</sub> /年)	圧入指数 (m <sup>3</sup> /d/MPa)		CO <sub>2</sub> 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
4/13	21.7	1,622	3,242	2,789	1,035
5/18	21.6	1,638	3,275	2,785	1,034
5/31	21.7	1,637	3,316	2,780	1,034
6/4	7.9	903	1,500	2,699	1,019
7/31	14.6	1,350	2,398	2,744	1,027
8/10	16.2	1,410	2,580	2,755	1,029
8/20	16.4	1,429	2,666	2,747	1,028
9/20	18.7	1,521	2,889	2,770	1,032
9/30	18.5	1,511	2,884	2,765	1,031
10/3	18.8	1,529	2,961	2,762	1,030
10/8	20.2	1,586	3,094	2,777	1,033
11/10	21.5	1,630	3,224	2,790	1,035
11/21	21.9	1,642	3,294	2,789	1,035

### 3.1.4 圧入指数

#### (1) 圧入指数の推定方法

圧入指数とは以下の式から求められる圧入性の指標である<sup>3)</sup>。

$$I'_{inj} = \left( \frac{q}{P_{bh} - P_r} \right) = \frac{q}{\Delta P}$$

$I'_{inj}$  : 圧入指数、 $q$  : 圧入レート、 $P_{bh}$  : 流動坑底圧力、 $P_r$  : 平均貯留層圧力あるいは坑井から十分に離れた領域の貯留層圧力

計算に際して、圧入レートは貯留層圧力、温度における密度を考慮した体積レートを、 $P_{bh}$ には圧入中の仕上げ区間上端の圧力を、 $P_r$ には初期の貯留層圧力を用いた。

式が示すように、圧入指数が高いほどCO<sub>2</sub>を圧入するために必要な圧力が小さく、圧入性が良いと言える。

#### (2) 圧入指数の推定結果

表 3.1-4 に流動坑底圧力から算出した圧入指数を示す。なお、質量レート (万 t-CO<sub>2</sub>/年) から体積レート(m<sup>3</sup>/d)への換算はPTセンサーおよび仕上げ区間上端深度の圧力・温度における密度を用いて行った。

##### ① 圧入指数と圧入レートの関係

図 3.1-8 は圧入レートと圧入指数のクロスプロットであり、ひし形は仕上げ区間上端の圧入指数を示している。白色のひし形が試験圧入、赤色のひし形が本圧入初期段階、青色のひし形が本圧入継続段階における圧入指数をそれぞれ示している。

CO<sub>2</sub>圧入開始以降、圧入レートが増加するほど圧入指数が増加する傾向が見られる。圧入レートを上げるほど流動坑底圧力が上昇し貯留層圧力以上となる区間が広がる。このように圧入区間が拡大するため圧入指数が増加すると考えられる。

同図の緑色の丸は、PTセンサー圧力から求めた圧入指数である。仕上げ区間上端の圧入指数と絶対値は一致しないものの、圧入レートの増加に伴い上昇する傾向が一致している。PTセンサー圧力から求めた圧入指数により貯留層の変化を推測できる可能性を示唆する。

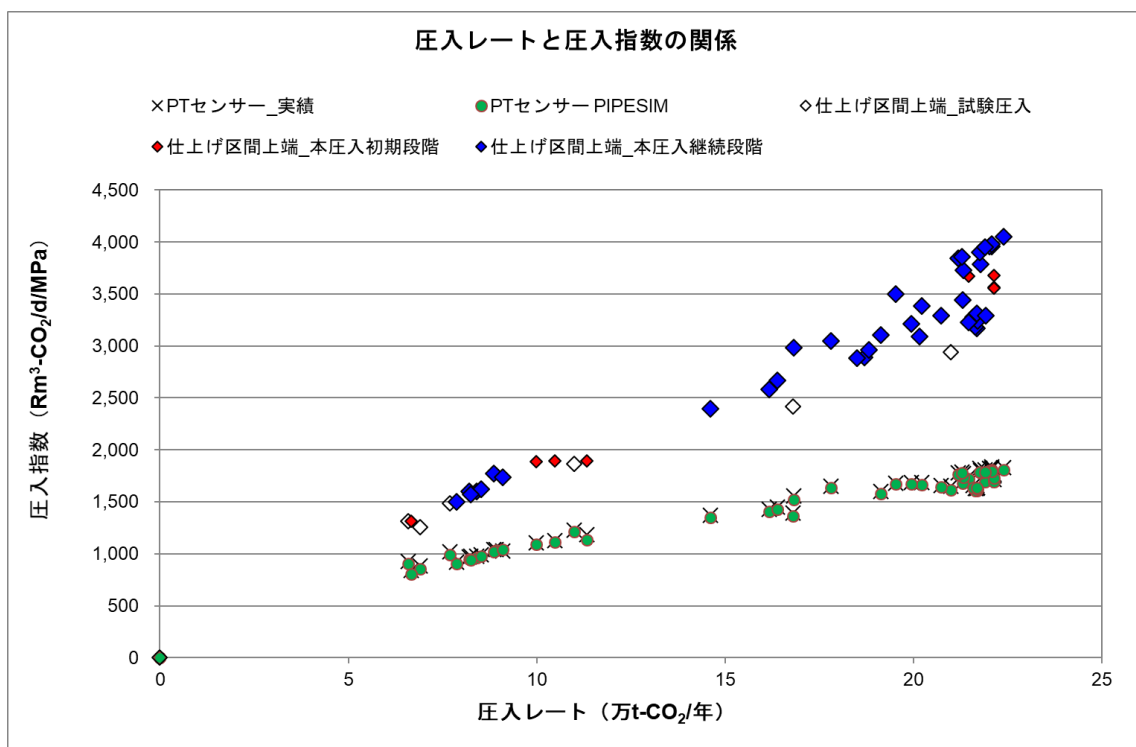


図 3.1-8 圧入レートと圧入指数の関係



表 3.1-4 各圧入レートにおける流動坑底圧力 (Pwf) および圧入指数

圧入段階	日時	圧入レート (万t-CO <sub>2</sub> /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 <sup>3</sup> /d/MPa)	圧力 (MPaG)	ドロウダウン (MPa)	圧入指数 (m <sup>3</sup> /d/MPa)
試験圧入	16/4/14	11.0	9.87	0.39	1,211	10.07	0.25	1,865
	4/16	6.6	9.79	0.31	902	10.03	0.21	1,315
	5/8	7.7	9.81	0.33	995	10.03	0.22	1,488
	5/12	16.8	10.00	0.52	1,367	10.11	0.30	2,418
	5/17	21.0	10.03	0.55	1,616	10.12	0.30	2,939
	5/24	6.9	9.82	0.34	856	10.05	0.23	1,260
本圧入 初期段階	17/2/8	21.9	10.03	0.55	1,691	10.10	0.28	3,276
	2/28	11.3	9.90	0.42	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
	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
	本圧入 継続段階	11/27	19.5	9.98	0.50	3,498	10.05	0.24
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
4/13		21.7	10.05	0.57	1,622	10.10	0.28	3,242
5/18		21.6	10.04	0.56	1,638	10.09	0.28	3,275
5/31		21.7	10.04	0.56	1,637	10.09	0.28	3,316
6/4		7.9	9.85	0.37	903	10.04	0.22	1,500
7/31		14.6	9.94	0.46	1,350	10.07	0.26	2,398
8/10		16.2	9.97	0.49	1,410	10.08	0.27	2,580
8/20		16.4	9.97	0.49	1,429	10.08	0.26	2,666
9/20		18.7	10.00	0.52	1,521	10.09	0.27	2,889
9/30		18.5	10.00	0.52	1,511	10.09	0.27	2,884
10/3		18.8	10.00	0.52	1,529	10.08	0.27	2,961
10/8		20.2	10.02	0.54	1,586	10.09	0.28	3,094
11/10	21.5	10.04	0.56	1,630	10.10	0.28	3,224	
11/21	21.9	10.05	0.57	1,642	10.10	0.28	3,294	

注) ドロウダウン：長期圧入停止時の貯留層圧力と流動坑底圧力の差

② 連続圧入時の圧入指数の変化

図 3.1-9 に本圧入開始における圧入指数の経時変化を示す。赤色のひし形は圧入レート 20 万 t-CO<sub>2</sub>/年以上の圧入指数であり、本圧入開始以降、連続圧入中は累計圧入量が増加するほど圧入指数が増加する傾向が見られた。

図 3.1-10 は Bennion (2005)らにより示された Viking Sandstone の CO<sub>2</sub> 飽和率と相対浸透率の関係であり、CO<sub>2</sub> 飽和率が増加するほど相対浸透率は高くなる<sup>4)</sup>。CO<sub>2</sub> の連続圧入により貯留層内の CO<sub>2</sub> 飽和率および相対浸透率が増加し、圧入指数が増加した可能性がある<sup>4)</sup>。

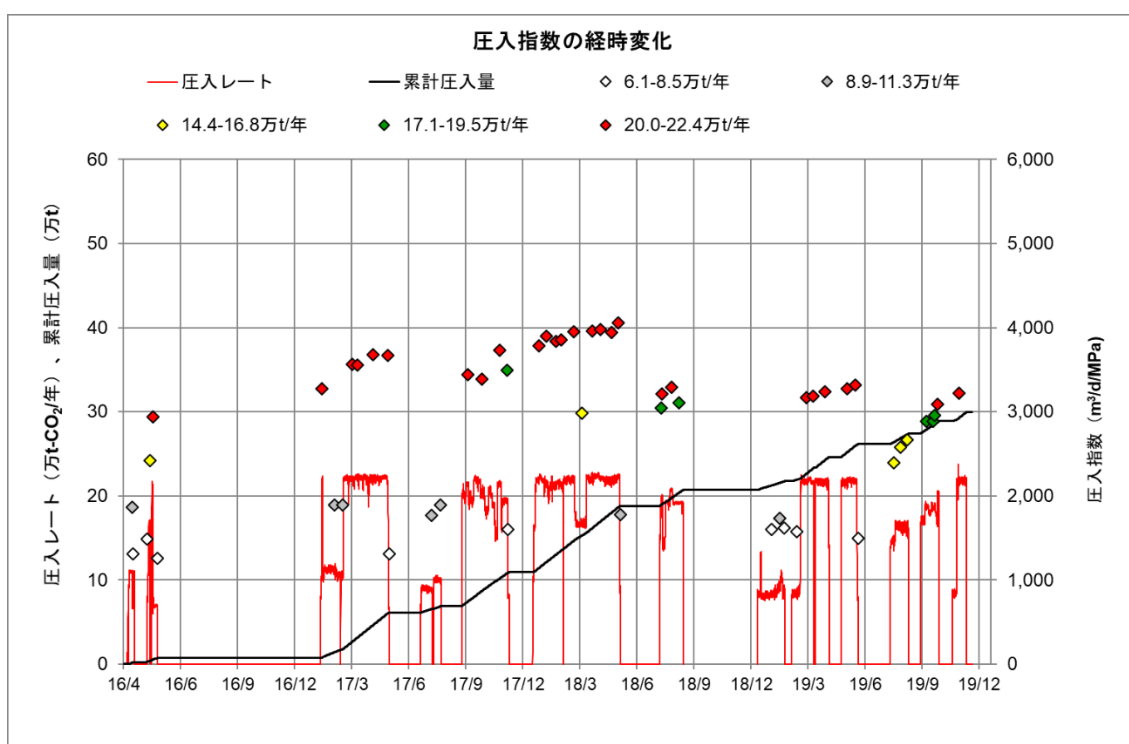


図 3.1-9 本圧入における圧入指数の経時変化

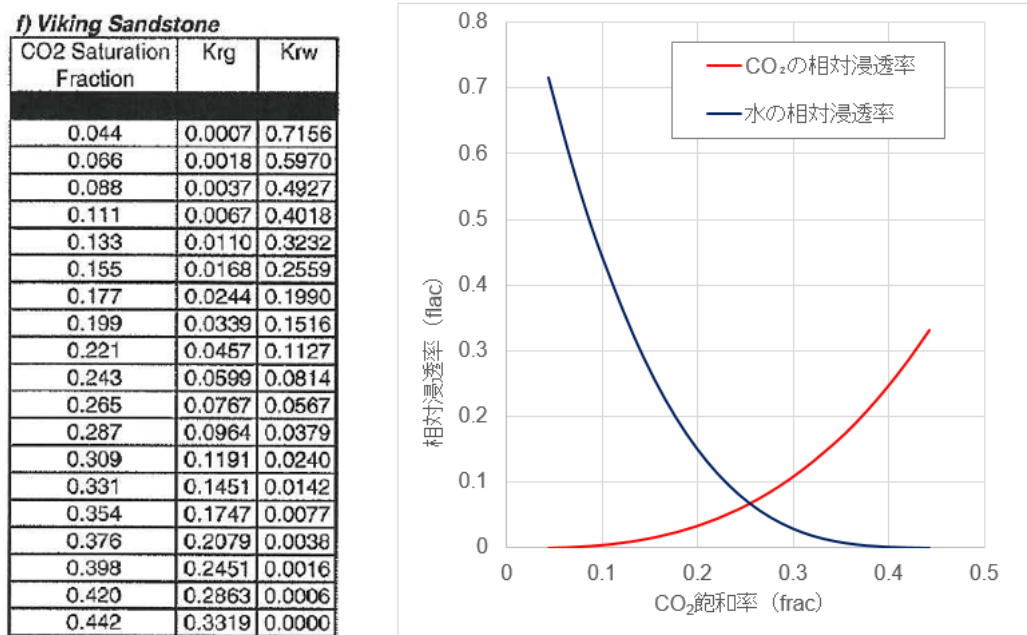


図 3.1-10 砂岩中の CO<sub>2</sub> 飽和率と相対浸透率の関係 (Bennion (2005))<sup>3)</sup>

### ③ 長期圧入停止の圧入指数への影響

連続圧入による圧入指数の増加傾向が見られた一方で、長期的な圧入停止による一時的な圧入指数の減少も見られた。ただし、一時的に指数が減少しても連続圧入により指数は再び上昇する。長期的な圧入停止による圧入指数減少の原因としては圧入区間近傍の CO<sub>2</sub> 飽和率が減少した可能性が考えられる。

圧入を停止すると仕上げ区間近傍の貯留層圧力が初期圧力に向かい低下をはじめ、同時に坑内圧力も低下する。最も長期的に圧入を停止した 2016 年 5 月 25 日～2017 年 2 月 5 日では PT センサー圧力が 9.51 MPaG まで低下した。この時、仕上げ区間上端の圧力が 9.89 MPaG (初期圧力) まで低下していたと仮定すると、PT センサー～仕上げ区間上端間の圧力差から、PT センサー～TBG 先端までは CO<sub>2</sub>、TBG 先端より深部は水で満たされていたと推定される。図 3.1-10 に示すように、圧入中は坑内圧力が上昇し CO<sub>2</sub> が坑内の水を押し下げているが、圧入停止後は坑内の圧力低下が進むにつれて深部の高圧層から水が供給され、坑内の水位が上昇すると考えられる。その場合、CO<sub>2</sub> が圧入された領域に水が浸入し、その領域のガス飽和率が減少、圧入指数も低下すると考えられる。

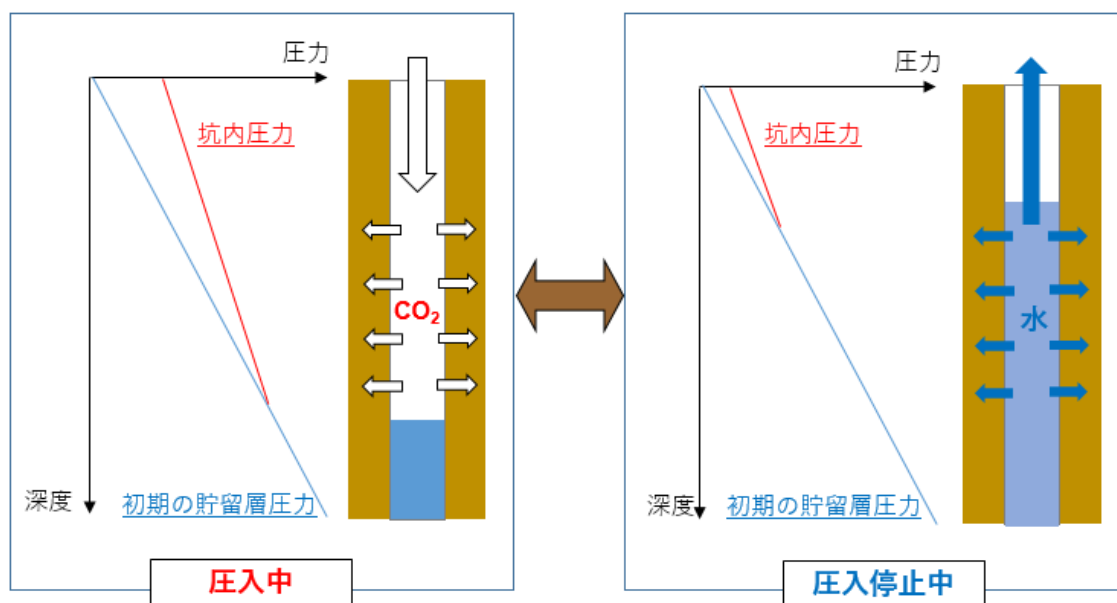


図 3.1-11 圧入中および圧入停止中の坑内イメージと圧力

### 3.1.5 まとめと今後の課題

2016年4月6日～2019年11月22日まで、圧入圧力上限値（PTセンサー圧力12.63 MPaG）を超えることなく安定した圧入を実施し、累計 300,012 t-CO<sub>2</sub>を圧入した。

圧入中のPTセンサー圧力、温度から坑内の圧力分布および温度分布を求め、圧入性を評価した。

仕上げ区間において、貯留層圧力よりも坑内圧力の方が高い区間からCO<sub>2</sub>は圧入される。圧入レートを増やすほど坑内圧力が上昇するため圧入区間は拡大し、この拡大により圧入指数が増加したと考えられる。なお、圧入区間は最大圧入レート（約22.2万t-CO<sub>2</sub>）でも萌別層砂岩層上部のみに限定されると推定された。

また、CO<sub>2</sub>の累計圧入量増加に伴う圧入指数の増加傾向が見られた。圧入区間近傍のCO<sub>2</sub>飽和度および相対浸透率の上昇が要因と考えられる。一方で、長期的な圧入停止前後での圧入指数の減少も見られた。この現象から、長期圧入停止中に坑内から貯留層へ水がクロスフローした可能性が示唆されるものの、萌別層圧入井は高傾斜（ほぼ水平）であることから、圧力温度測定器を坑内に降下することが非常に困難であり、現状では実データを取得することによる確認はできない。

**【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 CO<sub>2</sub> in the injection well and reservoir at the Ordos CCS demonstration project, China”, International Journal of Greenhouse Gas Control23,p.135-146(2014)
- 3) Paul Tawiah, Jeff Duer, Steven L. Bryant, Steve Larter, Simon O’Brien, Mingzhe Dong.,”CO<sub>2</sub> injectivity behavior under non-isothermal conditions—Field observations and assessments from the Quest CCS operation”, International Journal of Greenhouse Gas Control 92(2020)
- 4) Brant Bennion,Stefan Bachu.,”Relative Permeability Characteristics for Supercritical CO<sub>2</sub> Displacing Water in a Cariety of Potential Sequestration Zones in the Western Canada Sedimentary Basin”.SPE Annual Technical Conference and Exhibition(2005)
- 5) McMillan Burton,Navanit Kumar and Steven L.Bryant.,”CO<sub>2</sub> injectivity into brine aquifers: why relative permeability matters as much as absolute permeability”, Energy Procedia1, p.3091-3098(2009)