



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학석사 학위논문

석유 유동관의 왁스집적거동 분석을 통한 유동안정성 확보 연구

Analysis of Wax Deposition Behavior in Oil Flowline
for Flow Assurance



지도교수 임종세

2017년 2월

한국해양대학교 대학원

해양에너지자원공학과

황 지 유

공학석사 학위논문

석유 유동관의 왁스집적거동 분석을 통한 유동안정성 확보 연구

Analysis of Wax Deposition Behavior in Oil Flowline
for Flow Assurance



지도교수 임종세

2017년 2월

한국해양대학교 대학원

해양에너지자원공학과

황 지 유

본 논문을 황지유의 공학석사 학위논문으로 인준함.

위원장 장 원 일 (인)

위 원 임 중 세 (인)

위 원 정 우 근 (인)



2017년 2월

한국해양대학교 대학원

목 차

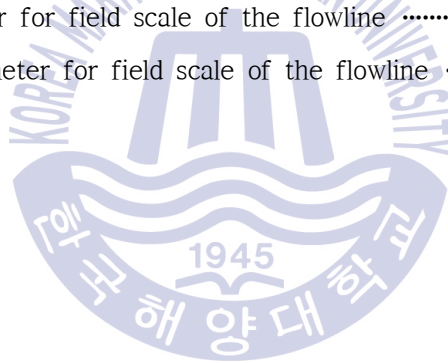
List of Tables	iii
List of Figures	iv
Abstract	vi
제 1 장 서 론	1
제 2 장 왁스집적 메커니즘 및 모델	6
2.1 왁스집적 메커니즘(wax deposition mechanism)	6
2.1.1 분자확산(molecular diffusion)	6
2.1.2 전단확산(shear dispersion)	9
2.1.3 전단응력 효과(shear stripping reduction)	9
2.2 왁스집적 모델(wax deposition model)	10
2.2.1 Hydro 모델	10
2.2.2 RRR 모델	11
2.2.3 Matzain 모델	12
제 3 장 석유 유동관 생산거동 모사 실험	14
3.1 유체 특성 분석	14
3.2 실험 방법	20
3.3 실험 결과	23

제 4 장 석유 유동관 내 왁스집적거동 분석	26
4.1 모델 구성요소	26
4.2 왁스집적 실험 및 모델링 결과	33
제 5 장 현장조건에서의 왁스집적거동 예측 및 분석	41
5.1 시뮬레이션 모델 구성요소	41
5.2 왁스집적거동 예측 결과	44
제 6 장 결 론	46
감사의 글	48
참고문헌	49



List of Tables

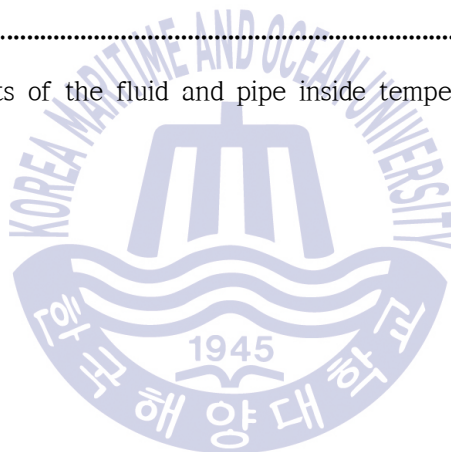
Table 1 Properties of the sample oil	17
Table 2 Experimental results of the pressure and temperature in 7200 seconds ...	24
Table 3 Results of inlet pressure and temperature using the flow loop system ..	27
Table 4 Converting results of flow rate to shear rate	28
Table 5 Input data of viscosity from the sample oil	29
Table 6 Variables of the wax deposition model for history matching	37
Table 7 Input parameter for field scale of the flowline	42
Table 8 Viscosity parameter for field scale of the flowline	43



List of Figures

Fig. 1 Petroleum production system	2
Fig. 2 Wax deposition mechanism	2
Fig. 3 Areas reported to have wax deposition problems	3
Fig. 4 Work flow of predicting the wax deposition	5
Fig. 5 Wax deposition by molecular diffusion	7
Fig. 6 Gas chromatography for measuring the oil composition	15
Fig. 7 Composition of the sample oil measured by gas chromatography	15
Fig. 8 Instrument for measuring the oil properties	16
Fig. 9 Viscosity of sample oil depending on shear rate	17
Fig. 10 Front view of the cold finger apparatus	19
Fig. 11 Schematic diagram of the cold finger apparatus	19
Fig. 12 Front view of the flow loop system	21
Fig. 13 Schematic diagram of the flow loop system	21
Fig. 14 Experimental results of pressure drop and temperature variation depending on the flow rate	25
Fig. 15 Modeling profile of flowline in experimental system	26
Fig. 16 Viscosity of the sample oil depending on the flow rate	29
Fig. 17 Modeling result of normal paraffin fraction of the sample oil	30
Fig. 18 Work flow of wax deposition modeling	34
Fig. 19 Experimental and modeling results of the pressure depending on the flow rate	35
Fig. 20 Experimental and modeling results of the temperature depending on the flow rate	36

Fig. 21 Modeling results of average wax thickness in the flowline depending on the flow rate	38
Fig. 22 Modeling results of Reynolds number depending on the flow rate	38
Fig. 23 Modeling results of wax deposition depending on the flow rate	39
Fig. 24 Modeling result of shear stress depending on the flow rate	40
Fig. 25 Modeling results of wax deposition behavior in the flowline depending on the flow rate at 7,200 seconds	40
Fig. 26 Simulation model for field scale of the flowline	42
Fig. 27 Simulation result of the wax deposit volume	44
Fig. 28 Simulation results of the wax deposit thickness depending on the production time	45
Fig. 29 Simulation results of the fluid and pipe inside temperature	45



Analysis of Wax Deposition Behavior in Oil Flowline for Flow Assurance

Ji Yu Hwang

Department of Ocean Energy & Resources Engineering
Graduate School of Korea Maritime and Ocean University

Abstract

Solid deposits can be accumulated in different environment between petroleum reservoir and production system. Wax is one of the deposits which cause flow assurance problems in flowline, surface equipment and topside facilities. If oil temperature falls below the Wax Appearance Temperature (WAT), wax begins to be accumulated in the inner wall of the flowline. Wax deposits lead to decreasing oil production rate and interrupting oil transportation by reducing the cross-sectional area of the flowline. To predict the wax deposition, experimental and simulation studies are being conducted with fluid characteristics.

In this study, wax experiment has been performed by flow loop system to measure the fluid pressure and temperature which are the main influential factors of wax deposition. In addition, wax modeling has been conducted using the experimental results, experimental conditions, fluid composition and fluid properties. As a results, pressure and temperature are compared using the experimental and modeling results by adjusting the uncertainty of parameters

in wax deposition model. Also, wax deposition behavior in field scale has been confirmed with tuning wax parameters by PIPESIM for the extension of the field applicability.

KEY WORDS: Flow Assurance 유동안정성 확보; Wax 왁스; Flow loop System 석유 생산관 유동모사 실험시스템; Wax deposition model 왁스집적 모델.



제 1 장 서 론

해양에서 석유를 생산 및 이송하는 생산시스템은 해저생산 유정(subsea well), 해저생산트리(subsea x-mas tree), 유동관(flowline), 라이저(riser) 등으로 구성되어 있으며(Fig. 1), 원래 부존환경과 다른 온도 및 압력으로 인해 고형물이 유동관에 집적될 경우 안정적인 석유생산을 방해하므로 유동안정성 확보(flow assurance) 기술의 필요성이 대두되고 있다(임중세, 2010). 유동안정성 확보 기술은 유가스 저류층에서부터 생산시설까지 생산유체가 효과적으로 흐를 수 있도록 하는 모든 기술을 의미하며(강성필, 2012), 유동안정성 확보 문제를 발생시키는 고형물 중 왁스(wax)는 석유생산, 운송, 저장을 할 경우 유동관, 지상장비, 해양구조물 등에서 많은 문제를 발생시킨다(Nghiem et al., 2006; 임중세 등, 2012). 왁스는 온도변화에 가장 민감한 고형물로 탄소수가 18~65인 노말파라핀(normal paraffin), 이소파라핀(iso paraffin), 싸이클로파라핀(cyclo paraffin)으로 구성된 복합체를 의미한다. 왁스는 고온의 저류층에서 석유에 용해된 상태로 존재하다가 저온환경에 의해 석유의 온도가 왁스생성온도(Wax Appearance Temperature, WAT) 이하로 떨어지게 되어 석유 유동관 내벽에 집적되기 시작한다(Fig. 2). 석출된 왁스 결정은 석유와 함께 이동하며 왁스 입자가 서로 결합하여 겔(gel) 형태의 왁스고형물(wax deposits)을 생성한다(Singh et al., 2000; Singh et al., 2001). 왁스고형물은 다공성 네트워크 구조로 공극에 석유, 생산수, 레진(resin), 모래, 아스팔틴(asphaltene) 등을 포집하며, 유동관 내 집적되어 유동단면적을 축소시키고 석유 점도를 증가시켜 안정적인 석유생산을 방해한다. 이를 제어하기 위해 열제어법(thermal management system), 왁스억제제(wax inhibitor) 주입법, 내벽 코팅(internal coating)법, 피깅(pigging)을 적용하며(임중세 등, 2013), 이는 운영비용(Operating Expense, OPEX)을 증가시키는 원인이 된다.

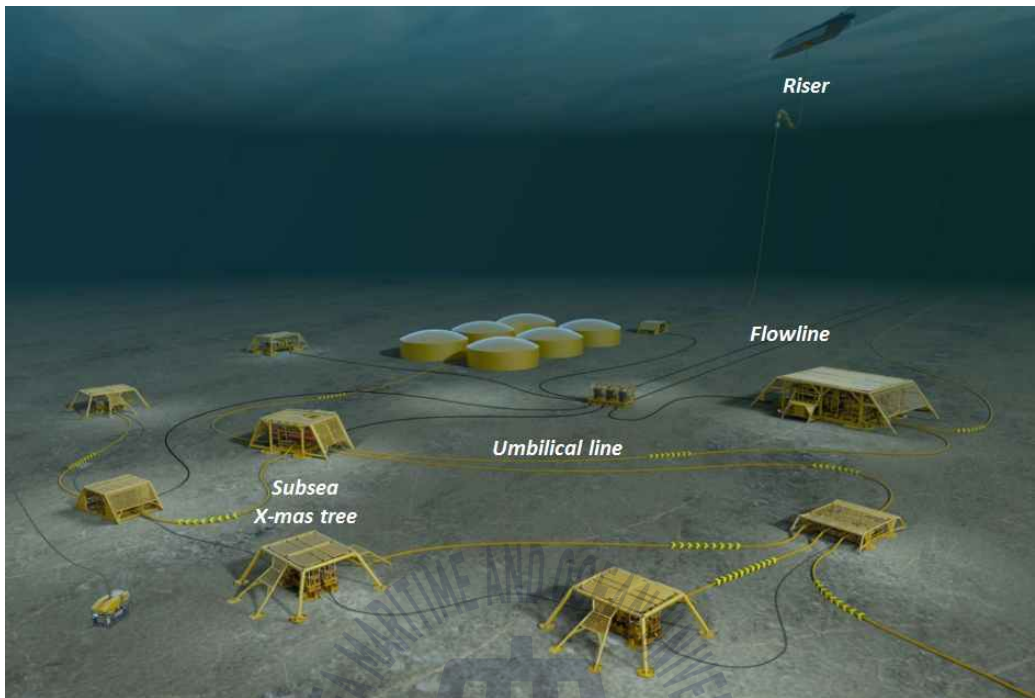


Fig. 1 Petroleum production system(ABB, 2013)

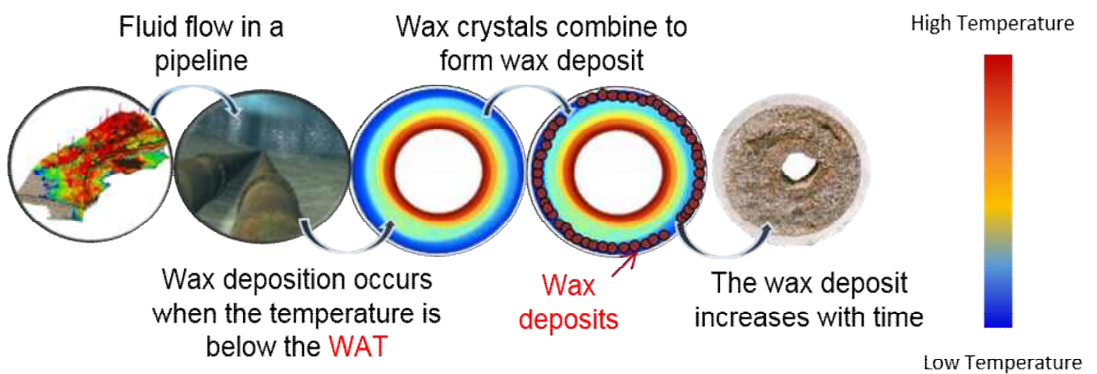


Fig. 2 Wax deposition mechanism

Fig. 3은 멕시코 만(Kleinhans et al., 2000), North slope(Ashford et al., 1990), 북해(Labes Carrer et al., 2002; Ronningsen, 2012), 북아프리카(Barry, 1971), 북동아시아(Ding et al., 2006), 남아시아(Agrawal et al., 1990; Suppiah et al., 2010), 그리고 남아메리카(Garcia, 2001) 등 세계적으로 왁스집적 문제가 발생한 곳을 나타내며, 석유생산시스템 중 생산유체의 이동거리가 수십 km에 이르는 유동관에서 주로 왁스집적 문제가 발생하였다. 이러한 문제를 해결하기 위하여 현장에서는 피킹을 통해 유동관에 집적된 왁스를 제거하는 방법을 주로 적용하며(StatoilHydro, 2008), 피킹을 수행하는 횟수에 따라 운영비용이 크게 높아지기 때문에 유동관 내 왁스집적을 예측하고 제어하는 연구가 진행되고 있다.



Fig. 3 Areas reported to have wax deposition problems(Huang et al., 2015)

석유생산시스템의 유동관 내 유체거동을 모사하여 왁스집적을 유도하는 실험을 통해 왁스를 제어하는 방법에 대한 연구가 수행되고 있으나(Nazar et al., 2001; Hernandez, 2002; Hernandez et al., 2003; Bruno et al., 2008), 실험을 통해 왁스집적예측을 수행할 경우 오일의 비뉴턴적(non-Newtonian) 특징을 고려하지 못하며 유동거리에 따른 왁스집적거동을 파악하지 못하는 한계가 있다. 이러한 한계점을 보완하고자 Hydro 모델(Majeed et al., 1990), RRR 모델(Rygg et al., 1998), Matzain 모델(Matzain et al., 2001)과 같이 왁스집적 메커니즘을 모사한 왁스집적 모델들이 제시되었으며, 왁스집적 모델을 활용하여 신뢰성 있는 왁스집적 예측을 위해서 왁스집적 실험과 왁스집적 모델링을 수행하는 연구가 진행되고 있다(Alana, 2003; Rosvold, 2008; Pan et al., 2009; Hoffmann and Amundsen, 2010; Goncalves et al., 2011; Siliuberg, 2012; Semenov, 2012; Olusiji and Oyekunle, 2013). Rosvold (2008)는 왁스집적 실험과 RRR 모델 및 Matzain 모델을 적용하여 왁스집적 모델링을 수행하였으며, 실험 결과와 모델링 결과의 비교·분석을 통해 주요한 왁스집적 모델변수를 도출하는 것이 중요하다고 밝혔다. Goncalves et al. (2011)은 다양한 유량조건에서 측정한 실험 결과를 반영하여 왁스집적 모델링을 수행하였다. 분석결과 층류조건에서 시간에 따라 왁스집적량이 증가하는 경향이 나타나는 것을 확인하였으나, 향후 연구의 신뢰도 및 정확도 향상을 위해 왁스집적량이 증가하는 원인분석이 필요할 것으로 사료된다고 밝혔다. Singh et al. (2011)은 유체 특성화 분석을 통해 오일의 성분을 반영하고 현장자료를 활용하여 왁스집적 모델링을 수행하였으며 현장조건에서의 왁스집적거동을 분석하였다. 하지만 점도, 밀도, 왁스생성온도 등 유체의 물성을 반영하지 못하고 오일의 비뉴턴적 특징을 고려하지 못한 한계가 있다.

이 연구에서는 석유 생산 시 왁스집적거동 분석을 통한 유동안정성 확보를 위해 석유생산시스템의 유체거동 모사 실험을 수행하고자 하였으며, 오일의 비뉴턴적 특징, 오일물성 및 조성을 복합적으로 고려하여 왁스집적 현상을 모델링하고자 하였다. 또한 모델링 분석 결과와 실험 결과의 비교·검증을 통해 왁스집적 모델 변수를 도출하고자 하였으며, 현장적용성 확장을 위해 석유생산시스템의 생산환경을 고려한 왁스집적거동을 예측하고자 하였다(Fig. 4).

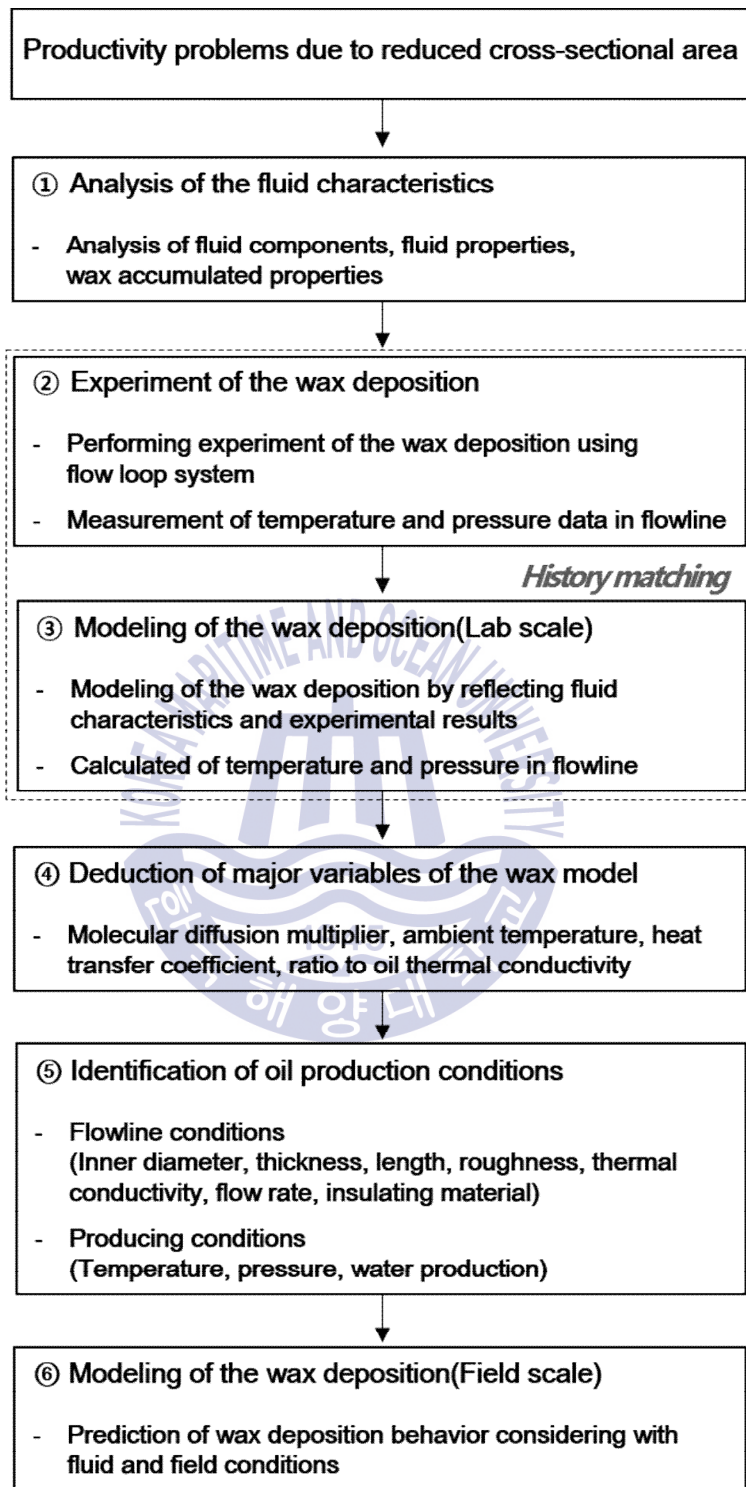


Fig. 4 Work flow of predicting the wax deposition

제 2 장 왁스집적 메커니즘 및 모델

2.1 왁스집적 메커니즘(wax deposition mechanism)

왁스를 제어하기 위해서는 왁스집적의 물리현상을 분석하는 것이 중요하다. 왁스집적 모델의 기반이 되는 메커니즘은 분자확산(molecular diffusion), 전단확산(shear dispersion), 전단응력 효과(shear stripping reduction), 브라운확산(brownian diffusion), 중력침전효과(gravity settling), 왁스경화(aging)로 분류할 수 있다. 분자확산, 전단확산, 전단응력 효과는 왁스집적에 영향을 미치는 주요 집적 메커니즘인 것으로 알려져 있으며, 브라운확산, 중력침전효과, 왁스경화는 유동조건과 석유성분 등에 따라 왁스집적에 미치는 영향이 다르고 그 영향이 작아 무시할 수 있다(Burger et al., 1981; Azevedo and Teixeira, 2007; Olusiji and Oyekunle, 2013).

2.1.1 분자확산(molecular diffusion)

석유 유동관 주위의 저온환경으로 인해 유동관 내벽의 온도가 낮아져 유동 단면 중앙과 유체의 온도차이로 온도구배가 발생하게 되며, 유동 단면 중앙부분의 유체 온도가 가장 높고 유동관 내벽에 인접한 유체의 온도가 가장 낮게 나타난다(임종세 등, 2013). 유동관 내벽을 흐르는 석유의 온도가 왁스생성온도 이하가 되면 왁스결정이 석출되어 유동 단면적 중앙과 유동관 내벽 사이에서 왁스성분의 농도구배가 발생하게 된다. Fig. 5와 같이 왁스성분의 농도가 높은 유동 단면적 중앙에서 왁스성분 농도가 낮은 유동관 내벽으로 확산되어 왁스고형물이 유동관 내벽에 인접한 지역으로 이동하면서 집적되기 시작한다. 이러한 분자확산은 왁스결정의 생성과 집적에 가장 크게 영향을 미치는 메커니즘 중 하나로 알려져 있으며(Bern et al., 1980; Burger et al., 1981), 유동관 내벽의 온도구배가 주요하게 미치는 것으로 알려져 있다(Rosvold, 2008).

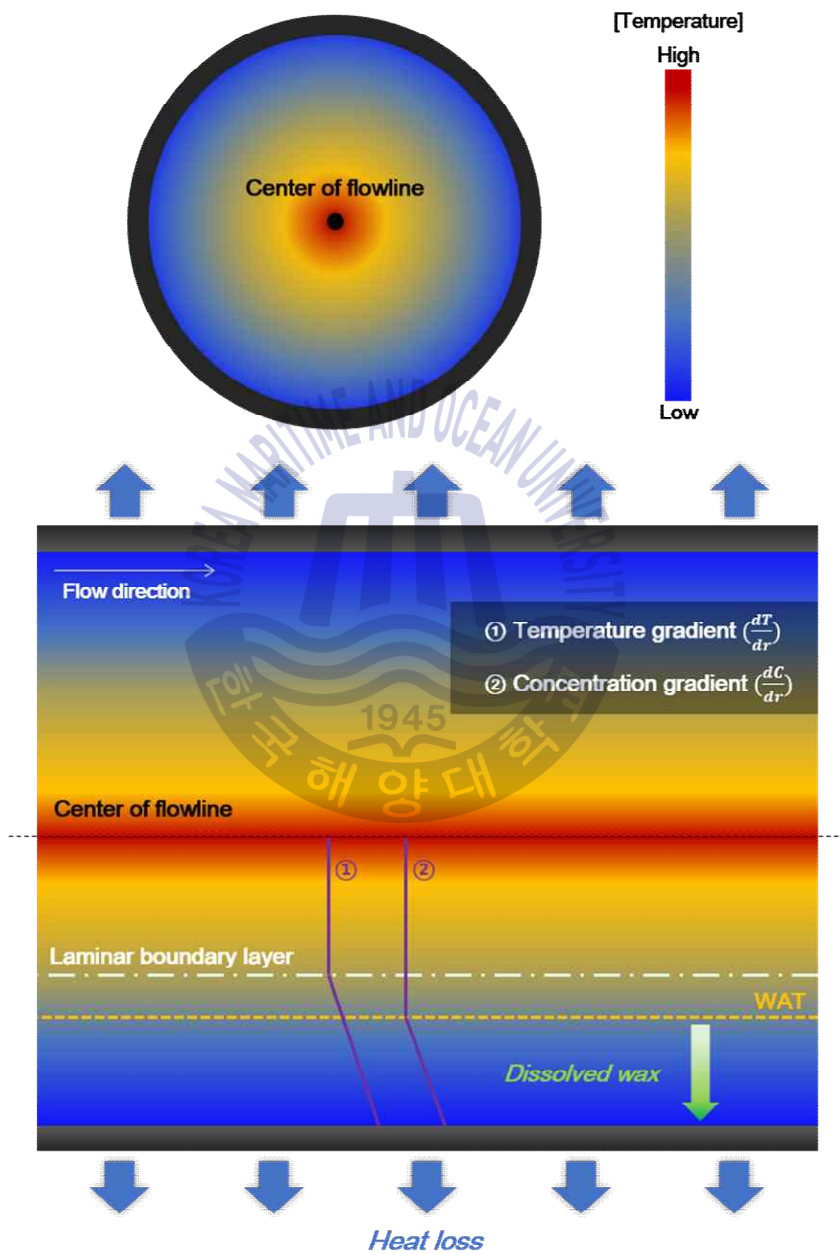


Fig. 5 Wax deposition by molecular diffusion

분자확산 현상을 계산하기 위해 식(1)과 같이 제시된 Fick's law는 오일이 차가울때만 고형물이 생성된다는 가정 하에 유동관 내벽에서 용해된 왁스가 이동하는 속도를 알고자 할 경우 사용된다(Rosvold, 2008).

$$n = \rho_{wax} D_M \frac{dC}{dr} = \rho_{wax} D_M \frac{dC}{dT} \frac{dT}{dr} \quad (1)$$

- n : mass flux of dissolved wax molecules to the pipe wall ($kg/s \cdot m^2$)
- ρ_{wax} : density of solid wax (kg/m^3)
- $\frac{dC}{dr}$: concentration gradient of dissolved wax in the laminar sub-layer with respect to distance ($1/m$)
- $\frac{dC}{dT}$: solubility of wax components as a function of the temperature of the bulk oil ($1/^\circ C$)
- $\frac{dT}{dr}$: radial temperature gradient close to the wall ($^\circ C/m$)
- D_M : molecular diffusion coefficient of dissolved wax molecules (m^2/s)

분자확산 계수(molecular diffusion coefficient)는 실험을 통해 산출되는 경험 상수로써 오일의 동점도와 특정 상수의 비로 나타낼 수 있으며, Hayduk and Minhas (1982)는 식(2)~(3)과 같은 경험식을 제시하였다. 이를 통해 분자확산 계수를 산출할 수 있고 노말파라핀이 주성분인 오일에 적용 가능하다.

$$D_M = 13.3 \times 10^{-12} \frac{T^{1.47} \mu^\gamma}{V} \quad (2)$$

$$\gamma = \frac{10.2}{V} - 0.791 \quad (3)$$

- T : temperature ($^\circ C$)
- V : molar volume of solute (m^3/mol)
- μ : viscosity of solution ($Pa \cdot s$)

2.1.2 전단확산(shear dispersion)

층류조건에서 석출된 왁스결정들은 해당 유선(streamline)의 평균속도로 이동하면서 유체 전단율(shear rate)의 절반속도로 회전한다. 이러한 왁스결정의 운동속도는 석유 유동관 내벽에 인접할수록 느려지는데 유체의 점도로 인해 왁스결정의 느려진 운동은 주변 왁스결정에 영향을 주어 운동을 방해하는 항력으로 작용하게 된다. 주변 왁스결정에 의해 속도가 느려진 왁스결정은 해당 유선보다 속도가 낮은 유선에 포함되므로, 왁스결정은 유선의 속도가 가장 낮은 석유 유동관 내벽으로 이동하기 시작한다. 이러한 전단확산은 석유 유동관 내벽의 전단율, 왁스결정량, 왁스결정의 모양과 크기에 영향을 받는다(Bern et al., 1980; Rosvold, 2008). 전단확산 계수를 산출하기 위하여 Burger et al. (1981)는 식(4)와 같은 방정식을 제시하였다.

$$D_s = \frac{a^2 \gamma C_w}{10} \quad (4)$$

a : particle diameter (m)

C_w : volume fraction of wax out of solution at the wall (dimensionless)

γ : oil shear rate at the wall (s^{-1})

2.1.3 전단응력 효과(shear stripping reduction)

생산이 진행됨에 따라 석유 유동관 내 이송유량이 증가하면서 유체의 속도가 빨라지며 석유 유동관 벽면과 유체사이에 발생하는 전단응력(shear stress)이 증가하게 된다. 전단응력은 석출된 왁스결정을 이동시켜 왁스고형물과 결합하는 것을 방해하고, 왁스고형물의 항복응력 이상으로 전단응력이 작용할 경우 석유 유동관 내벽에 집적된 왁스고형물을 다시 흐르게 함으로써 왁스집적량을 감소시키는 요인이 될 수 있다(Jessen and Howell, 1958; Bott and Gudmundsson, 1977). 전단응력 효과가 왁스집적에 미치는 영향은 오일의 온도가 왁스생성온도 이하의 조건일 경우 층류보다 전단응력이 크게 발생하는 난류 조건에서 커진다(Nazar et al., 2001).

2.2 왁스집적 모델(wax deposition model)

왁스집적 모델은 서로 다른 왁스집적 메커니즘을 기반으로 제시되고 있다. 아래에 제시한 Hydro 모델, RRR 모델, Matzain 모델은 공통적으로 분자확산 메커니즘을 모사할 수 있으며, 왁스집적에 주요하게 영향을 미치는 메커니즘인 전단확산과 전단응력 효과를 반영할 수 있다.

2.2.1 Hydro 모델

Majeed et al. (1990)은 분자확산 메커니즘과 asymptotic fouling 이론을 바탕으로 집적된 왁스가 제거되는 현상을 모사하기 위해 식(5)~(7)을 사용하여 식(8)을 제시하였다. 여기서 f_1 은 유체 표면의 온도와 석출된 왁스 결정들 간의 관계를 의미하며 f_2 는 유체의 흐름으로 인해 왁스가 전단응력을 받는 것을 모사한다. 하지만 이 식은 전단확산 및 전단응력 효과를 반영하지 못한다는 한계가 있다.

$$\Phi = 78.5 \tau^{-0.13} \quad (5)$$

$$f_1 = 2 \times 10^7 T_i^{-4.6868} \quad (6)$$

$$f_2 = \begin{cases} \left(\frac{\tau_{wall} [Pa]}{3Pa} \right)^{0.93} & \rightarrow \tau_{wall} < 3Pa \\ 1 & \rightarrow \tau_{wall} > 3Pa \end{cases} \quad (7)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{1}{1-\Phi} D_{wo} \frac{dC}{dT} \frac{dT}{dr} - \frac{f_2}{f_1} \delta \quad (8)$$

$\frac{d\delta}{dt}$: growth of the deposition layer (m/s)

Φ : porosity of the deposit (dimensionless)

τ : shear stress (Pa)

D_{wo} : diffusion coefficient (m^2/s)

$\frac{dC}{dT}$: concentration gradient depending on the temperature ($1/m$)

$\frac{dT}{dr}$: temperature gradient at the wall ($^{\circ}C/m$)

δ : thickness of wax layer deposited on the wall (m)

2.2.2 RRR 모델

Rygg et al. (1998)은 왁스가 집적되는 메커니즘인 분자확산(Vol_{wax}^{diff})을 모사하는 식(9)와 전단확산(Vol_{wax}^{shear})을 반영하는 식(10)을 이용하여 왁스집적량(l_{wax})을 계산할 수 있는 식(11)과 같은 RRR 식을 제시하였으나, 이송유량으로 인하여 집적된 왁스가 제거되는 현상을 모사할 수 없으므로 현장규모에서 예측값이 잘 맞지 않는다는 한계가 있다.

$$Vol_{wax}^{diff} = \sum_{i=1}^{NWAX} \frac{D_i (C_i^b - C_i^w) S_{wet} MW_i}{\delta \rho_i} 2\pi r L \quad (9)$$

$$Vol_{wax}^{shear} = \frac{k C_{wall} \dot{\gamma} A}{\rho_{wax}} \quad (10)$$

$$l_{wax} = \frac{Vol_{wax}^{diff} + Vol_{wax}^{shear}}{(1 - \Phi) 2\pi r L} \quad (11)$$

Φ	: porosity of the deposit (dimensionless)
r	: current inner pipe radius (m)
L	: length of the pipe section (m)
D	: diffusion coefficient (m^2/s)
c_i^b	: molar concentrations of the wax component i dissolved in the oil phase at the wall ($mole/m^3$)
S_{wet}	: fraction of the wetted circumference (dimensionless)
NW_i	: the molar weight of wax component i ($kg/mole$)
$NWAX$	: the number of wax component i (dimensionless)
ρ_i	: density of wax component i (kg/m^3)
δ	: thickness of the laminar sub-layer (m)
k^*	: shear deposition rate constant (kg/m^2)
C_{wall}	: volume fraction of precipitated wax in the oil at the inner wall temperature (dimensionless)
$\dot{\gamma}$	: shear rate at the wall (s^{-1})
ρ_{wax}	: average wax density (kg/m^3)

2.2.3 Matzain 모델

Matzain et al. (2001)은 Fick's law에서 이송유량에 대한 영향을 모사하지 못한다는 점을 보완하여 분자확산 및 전단응력 효과를 반영한 식을 제시하였다. 식(12)를 통해 이송유량이 증가함에 따라 왁스집적량이 증가하는 부분(Π_1)을 모사하며 식(13)으로 왁스집적량이 감소하는 현상(Π_2)을 모사할 수 있다. 또한 분자확산에 주요한 영향을 미치는 분자확산 계수(D_M) 또한 고려할 수 있어 식(14)를 활용하여 시간에 따른 왁스집적량을 파악할 수 있다.

$$\Pi_1 = \frac{C_1}{1 - C_{oil}/100} \quad (12)$$

$$\Pi_2 = C_2 N_{SR}^{C_3} \quad (13)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = - \frac{\Pi_1}{1 + \Pi_2} D_M \left[\frac{dw_w}{dT} \frac{dT}{dr} \right] \quad (14)$$

$\frac{d\delta}{dt}$: growth of the deposition layer (m/s)

$\frac{dw_w}{dT}$: concentration gradient of wax in solution ($1/^\circ C$)

$\frac{dT}{dr}$: temperature gradient at the wall ($^\circ C/m$)

D_M : diffusion coefficient (m^2/s)

C_1, C_2, C_3 : empirical constant (dimensionless)

C_{oil} : oil trapped in wax deposit (%)

N_{SR} : flow regime dependent Reynolds number (dimensionless)

제 3 장 석유 유동관 생산거동 모사 실험

3.1 유체 특성 분석

왁스 성분 중 이소파라핀과 싸이클로파라핀은 딱딱하지 않고 부드러운 성질인 유연성(flexibility)이 낮고 결정 크기가 작은 미정질(microcrystalline) 왁스로 안정성이 낮다. 반면 노말파라핀은 유연성이 높아 왁스 결정의 크기가 큰 거정질(macrocrySTALLINE) 왁스로 분류되며 유동관 내벽에 집적되면 쉽게 탈착되지 않기 때문에 석유생산 시 유동안정성 확보 문제를 발생시키는 왁스는 주로 노말파라핀으로 구성된다(Nghiem et al., 2006; Bacon et al., 2010). 따라서 이 연구에서는 왁스의 주성분인 노말파라핀의 영향을 고려하기 위해 실험 시료로 케로젠(kerosene), 고체파라핀(paraffin solid), 미네랄오일(white mineral oil)을 혼합하여 파라핀 함량이 5wt.%인 투명 합성오일을 제조하였다.

① 오일시료의 성분 분석

오일성분 분석을 위하여 Fig. 6과 같은 Gas chromatography Agilent 7890A를 활용하였다. 분석시료가 dead oil이기 때문에 Fig. 7과 같이 탄소번호가 작은 기체 상(gas phase)은 기화되어 액체 상(liquid phase)만 존재하는 것을 알 수 있었다. 또한 왁스의 주성분인 노말파라핀(C₂₀~C₃₀)이 검출되는 것을 확인하였다.



Fig. 6 Gas chromatography for measuring the oil composition

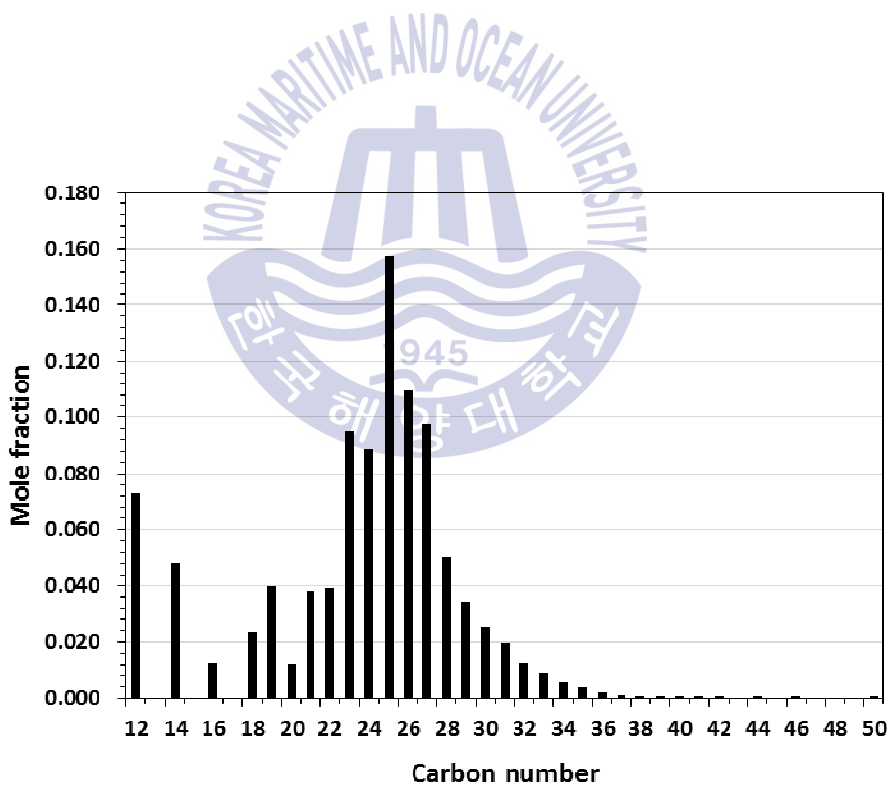


Fig. 7 Composition of the sample oil measured by gas chromatography

② 오일시료의 물성 분석

유동관 내 오일시료의 물성은 유체거동과 왁스집적에 큰 영향을 미치기 때문에 분석대상 오일의 물성을 파악하는 것이 중요하다. 오일의 물성으로 밀도는 Density meter (Mettler Toledo DM40), 왁스생성온도는 DSC (SETARAM Instrument 131 EVO), 유동점(pour point)은 Pour/cloud point testers (Tanaka Scientific Ltd. MPC-102L), 점도는 Rheometer (TA instrumnets DHR-1)을 활용하여 측정하였다 (Fig. 8).



(a) Density meter (Mettler Toledo DM40)



(b) DSC (SETARAM Instrument 131 EVO)



(c) Pour/cloud point tester
(Tanaka Scientific Ltd. MPC-102L)



(d) Rheometer (TA instrument DHR-1)

Fig. 8 Instrument for measuring the oil properties

오일은 비뉴턴적 특징으로 인해 전단율에 따라 점도가 변화하며, 유체의 온도 감소로 인한 왁스결정의 석출이 일정한 전단율에서 점도값을 변화시키는 요인이 된다. 전단율 $20\sim 220\text{ s}^{-1}$ 조건에서 점도를 측정한 결과는 Fig. 9와 같고, 180 s^{-1} 부터 안정화되는 경향이 나타나는 것을 알 수 있다. 오일시료의 물성은 Table 1과 같으며, 여기서 점도값은 180 s^{-1} 에서의 결과를 의미한다.

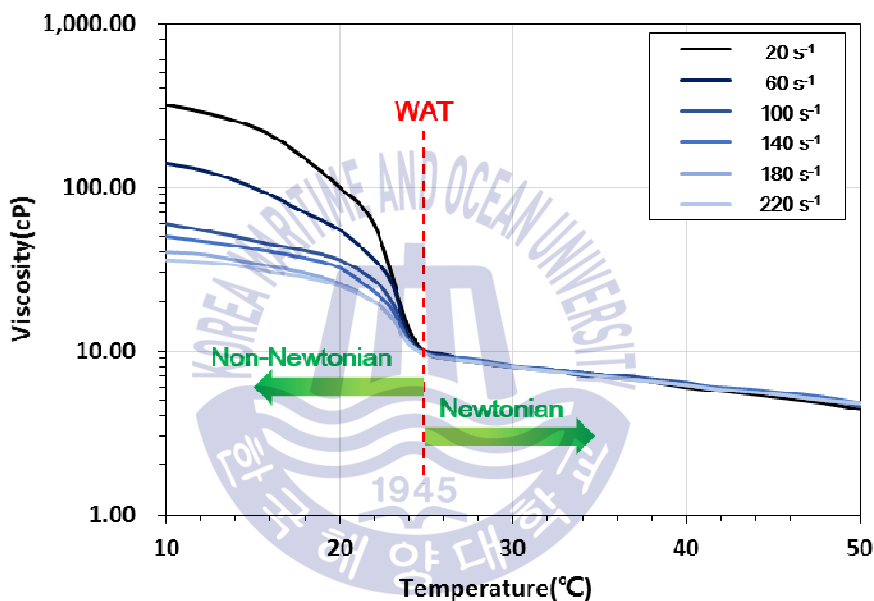


Fig. 9 Viscosity of sample oil depending on shear rate

Table 1 Properties of the sample oil

Density [API°]	Wax appearance temperature [°C]	Pour point [°C]	Viscosity @15.5°C [cP]
40.47	24.85	16.00	32.15

③ 오일시료의 왁스집적성 분석

석유 내 왁스의 주성분인 노말파라핀이 함유되어 있고, 왁스결정이 석출되더라도 배관 내벽에 집적되지 않고 부유할 수 있다. 따라서 실험에 사용한 오일시료의 집적성을 확인하기 위해 고형물생성유도장치(cold finger apparatus)를 이용하여 왁스집적 실험을 수행하였다(Fig. 10). 이 장비는 Fig. 11과 같이 항온수조를 이용하여 지속적으로 오일시료 용기(oil sample chamber) 외곽부분에 고온유체를 순환시키고 집적봉에 저온유체를 순환시킴으로써 왁스가 집적되는 온도구배 조건을 모사할 수 있으며, 자력 교반기를 이용하여 유동관 내 석유 유동을 모사할 수 있다(Jung et al., 2014). 이 연구에서는 고온유체의 온도를 60℃, 저온유체의 온도를 4℃로 설정하였으며, 300RPM으로 유동을 일정하게 유지하여 실험을 수행하였다. 왁스집적성 분석 결과, 왁스고형물이 집적되는 것을 알 수 있었으며 이를 통해 유동관 내 왁스가 집적될 가능성을 확인하였다.

이 연구에서는 왁스의 주성분인 노말파라핀 존재와 왁스집적성이 확인된 오일시료를 사용하여 유동관 내 왁스집적실험을 수행하였다.





Fig. 10 Front view of the cold finger apparatus(Jung et al., 2014)

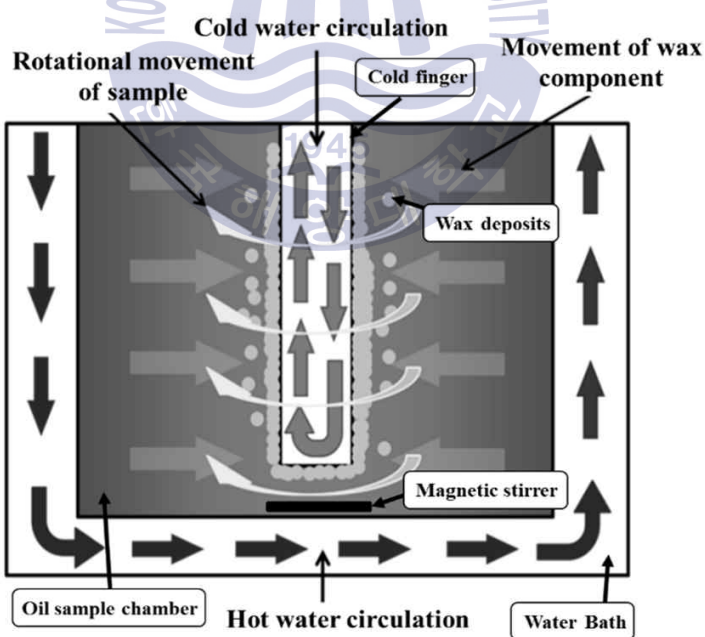


Fig. 11 Schematic diagram of the cold finger apparatus(Jung et al., 2014)

3.2 실험 방법

실험에 사용한 석유 유동관 모사 실험시스템은 저류층에서 석유 유동관 내 유동하는 유체거동을 모사하여 왁스집적을 유도하는 장비로 이송유량, 유체의 온도, 주변환경의 온도 등을 설정할 수 있어 실제 현장에서의 석유생산시스템 모사가 가능하며 주요 석유생산 운영조건인 운영온도와 운영압력을 측정할 수 있다(Fig. 12).

① 주요 구성장비

이 장비는 Fig. 13과 같이 오일시료를 가열하는 히터(heater), 오일시료를 보관하고 시료의 온도를 유지시키기 위한 오일챔버(oil chamber), 저온환경을 모사하기 위한 수조(water bath), 오일이 유동하는 현상을 모사하기 위한 유동관(flowline)으로 구성되어 있다. 유동관의 규격은 총 길이 20m, 외경 0.25 inch(0.635cm), 내경 0.1846inch(0.4689cm)이며, 재질은 스테인레스강(stainless steel)으로 열전도도는 40W/m·K 값을 가진다.

② 장비 구동 및 측정방법

오일챔버 내 실험에 사용할 오일을 주입한 후 히터를 통해 열을 가해주어 저류층 내에서 오일의 온도를 모사한다. 또한 모터를 이용해 오일에 유동을 가하여 온도가 고르게 유지하도록 한다. 석유 유동관 모사 실험시스템은 주사기형 펌프로 유량을 일정하게 설정하여 주입할 수 있고 유동관을 따라 20m 이동한 후 외부로 배출되며, 특정 구간마다 압력 계측기(pressure transducer)와 온도 계측기(thermocouple)를 통해 유체의 압력과 온도를 실시간으로 측정 및 기록이 가능하다. 이때 주사기형 펌프 내 유체가 주입될 때 열손실(heat loss)이 발생할 가능성이 있어 순환시스템(circulator)을 이용하여 오일의 온도를 유지시킨다. 고온의 오일이 일정한 유량으로 유동관 주입부까지 도달하게 되며 초기 압력 및 온도인 P_1 과 T_1 이 측정된다. 그 후 저온환경을 모사한 수조 내 유동관이 위치하게 되어 온도가 급격히 낮아지게 되며 유동관 내 오일의 온도가 변화한다.



Fig. 12 Front view of the flow loop system

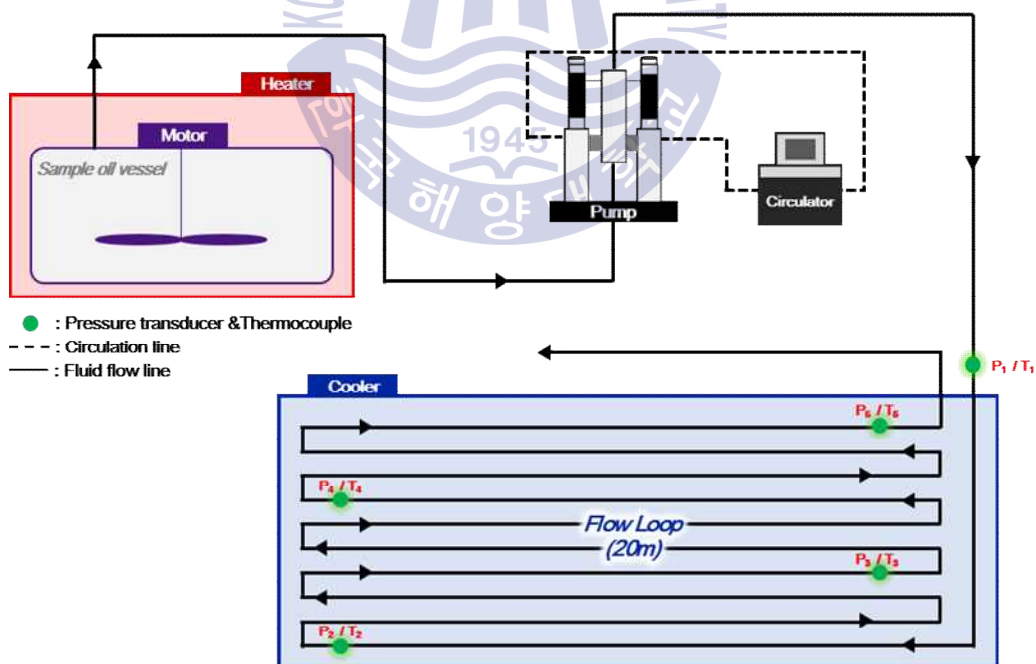


Fig. 13 Schematic diagram of the flow loop system

온도 감소로 인해 오일의 점도변화가 발생하여 유동관 내 압력이 감소하게 되고, 오일이 유동하는 동안 열전달(heat transfer) 및 물질전달(mass transfer) 현상이 복합적으로 작용하여 유동관 내벽면에서부터 왁스가 집적되기 시작한다.

이 연구에서는 이송유량이 압력 및 온도에 미치는 영향을 고려하기 위해 25cc/min($4.17 \times 10^{-7} \text{m}^3/\text{s}$), 50cc/min($8.33 \times 10^{-7} \text{m}^3/\text{s}$), 100cc/min($16.67 \times 10^{-7} \text{m}^3/\text{s}$)으로 설정하였으며, 이를 각각 Case 1, Case 2, Case 3로 가정하였다. 또한 오일 챔버의 온도를 60℃, 수조의 온도를 4℃로 설정하였고 2시간(7,200초)동안 실험을 진행하였으며, 시간에 따른 구간별 압력(P_1, P_2, P_3, P_4, P_5) 및 온도(T_1, T_2, T_3, T_4, T_5)를 측정한 후 관내 압력 감소 및 온도변화를 분석하였다.



3.3 실험 결과

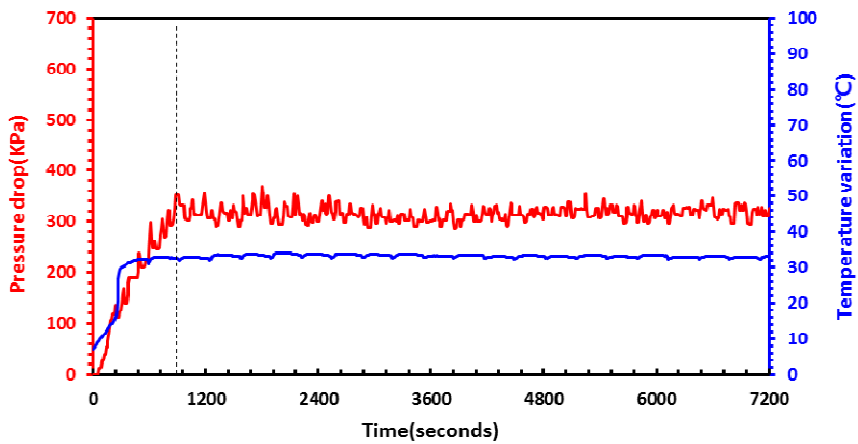
실험시작 2시간(7,200초) 후의 구간별 압력 및 온도 결과를 Table 2에 나타내었다. 이송유량이 증가할수록 초기압력(P_1)이 증가하는 것을 알 수 있으며, 이는 유속의 영향으로 판단된다. 또한 이송유량이 증가할수록 유체의 초기온도(T_1)가 미소하게 증가하는 것을 알 수 있으며, 유속이 빠를수록 고온의 유체가 펌프에서 수조까지 도달하는 시간이 짧기 때문에 열손실이 적은 것으로 사료된다. 또한 시간에 따른 유동관 내 유체의 압력 및 온도 변화를 분석하기 위해 압력차($P_1 - P_5$) 및 온도차($T_1 - T_5$)를 계산하여 Fig. 14에 나타내었다.

분석 결과, 모든 이송유량 조건에서 초기에 압력차가 크게 발생하는 것으로 보아 왁스가 집적되는 구간인 것으로 판단되며, 특정시점 이후 압력차가 안정화되면서 집적된 왁스가 서서히 증가하는 것으로 사료된다. 또한, 관내유체의 온도는 압력감소 거동과 유사하게 실험 초반에 급격히 감소하지만 실험시작 약 10분 후 부터 온도차가 일정하게 유지되는 것을 확인할 수 있으며, 이송유량이 변하여도 온도차의 안정화에 도달하는 시점은 유사한 것을 알 수 있다.

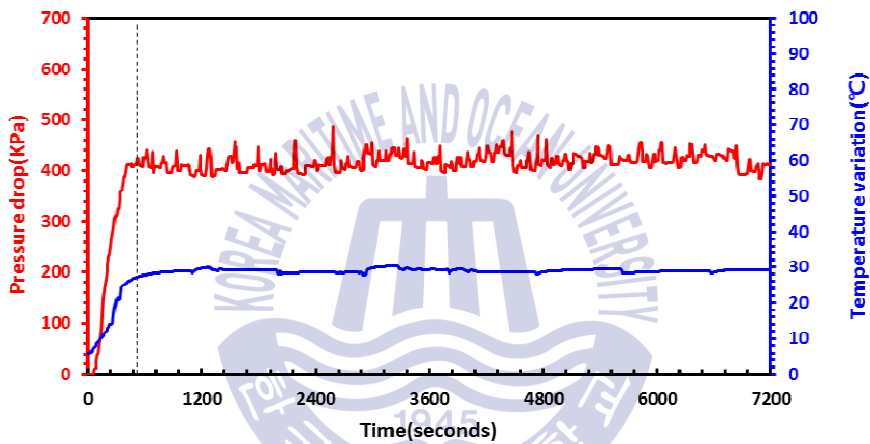
이를 통해 왁스가 집적되는 현상을 간접적으로 확인할 수 있었으며, 실험실 규모의 실험에서는 왁스의 생성이 유체의 온도 변화 보다 압력 변화에 미치는 영향이 큰 것을 알 수 있다. 현장에서는 집적된 왁스를 제어하고자 주기적으로 피깅을 실시하거나 왁스억제제를 주입하며, 이를 위해 실험 결과를 반영하여 왁스집적 모델링을 수행함으로써 생산 기간에 따른 유동관 내 집적된 왁스 거동을 파악하는 것이 중요하다.

Table 2 Experimental results of the pressure and temperature in 7,200 seconds

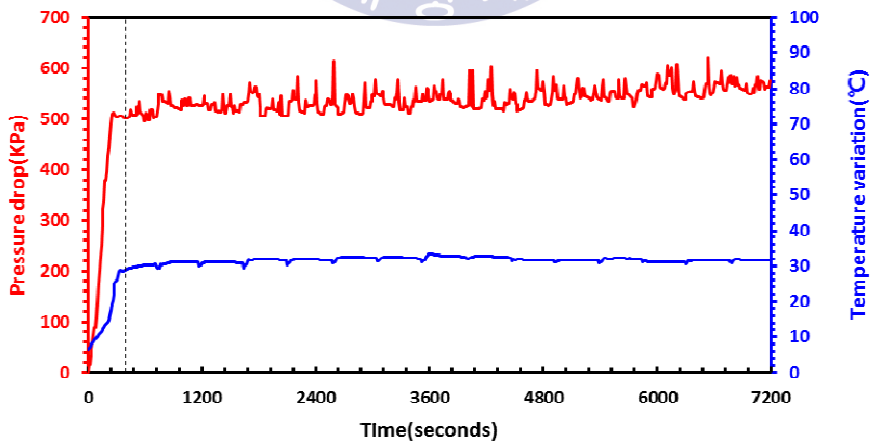
	Pressure [KPa]		Temperature [°C]	
Case 1	P_1	434.37	T_1	38.04
	P_2	368.18	T_2	15.72
	P_3	222.70	T_3	8.86
	P_4	179.95	T_4	8.77
	P_5	114.45	T_5	7.70
Case 2	P_1	583.98	T_1	39.29
	P_2	541.24	T_2	18.98
	P_3	331.64	T_3	10.71
	P_4	210.98	T_4	9.47
	P_5	126.17	T_5	9.43
Case 3	P_1	710.16	T_1	40.18
	P_2	686.03	T_2	20.13
	P_3	555.03	T_3	13.23
	P_4	313.71	T_4	9.05
	P_5	148.93	T_5	9.03



(a) Case 1



(b) Case 2



(c) Case 3

Fig. 14 Experimental results of pressure drop and temperature variation depending on the flow rate

제 4 장 석유 유동관 내 왁스집적거동 분석

4.1 모델 구성요소

이 연구에 적용한 오일은 단상(single phase)유체로 유동관의 경사와 굽힘정도에 따라 유체의 물성에 미치는 영향이 적으므로 유동관 왁스집적 실험시스템 내 유동관을 직선으로 가정하였으며(Fig. 15), 총 길이가 20m인 유동관 내 2시간(7,200초) 동안 층류 유동하는 유체거동을 모사하였다.

① 왁스집적 실험시스템 유동관 조건 및 생산 조건

실험시스템의 규격을 동일하게 모사하기 위해 유동관 내경은 0.1846inch (4.69×10^{-3} m), 유동관 외경은 0.25inch (6.35×10^{-3} m), 유동관 길이는 20m, 유동관 열전도도는 40W/m·K으로 설정하였다. 또한 유동관 모델 내 생산 조건을 선정하고자 실험시스템에서 측정된 값을 참고하여 Table 3과 같이 초기 압력과 오일의 온도를 설정하였다.

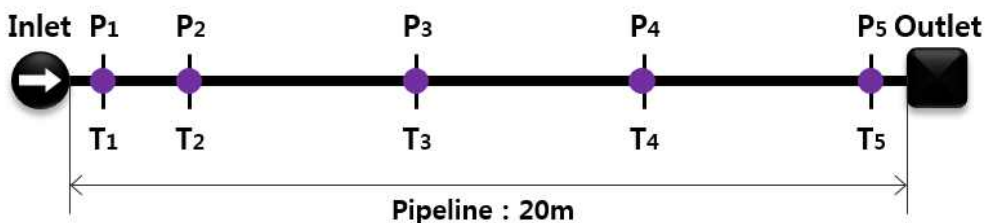


Fig. 15 Modeling profile of flowline in experimental system

Table 3 Results of inlet pressure and temperature using the flow loop system

	Inlet pressure [KPa]	Inlet temperature [℃]
Case 1	434.37 (63.0 psi)	38.04
Case 2	583.98 (84.7 psi)	39.29
Case 3	710.16 (103.0 psi)	40.18

② 유체 모델 구성

오일은 비뉴턴적 특징을 가지는 유체로 전단율에 따라 점도가 변화하기 때문에 보다 정확도 높은 모델링 수행을 위하여 유체 모델을 구성할 때 전단율에 알맞은 유체의 점도를 반영하는 것이 중요하다.

유동관 내 유체의 속도는 이송유량과 관계가 있으며, 유속에 따른 전단율을 구하는 것이 일반적이다. 유동단면적을 고려해 보았을 때 식(15)와 같은 방정식을 유도할 수 있고(Ron, 2001) 이를 바탕으로 Table 4와 같이 이송유량을 유동관 내 평균 전단율(average shear rate)으로 환산하였다.

$$\dot{\gamma} = \frac{8V}{D} \quad (15)$$

$\dot{\gamma}$: shear rate (s^{-1})

V : velocity (m/s)

D : diameter of the flowline (m)

Table 4 Converting results of flow rate to shear rate

	Flow rate [m ³ /s]	Shear rate [s ⁻¹]
Case 1	4.17×10^{-7}	41.17
Case 2	8.33×10^{-7}	82.33
Case 3	16.67×10^{-7}	164.67

이송유량에 따라 다르게 나타나는 유체의 점도 변화를 반영하고자 TA instrument DHR-1 점도계를 이용하여 계산한 전단을 조건에서 온도에 따른 오일의 점도를 측정하였다(Fig. 16). 오일의 비뉴턴적 특징으로 인하여 모든 이송유량 조건에서 왁스생성온도 이상에서는 오일의 온도가 감소하더라도 점도값이 미소하게 증가하다가 왁스생성온도보다 낮은 구간에서는 점도가 급격하게 증가하는 것을 알 수 있다. 또한 왁스생성온도 이하의 구간에서 이송유량이 증가할수록 동일한 온도에서 오일의 점도가 감소하는 것을 알 수 있다.

왁스생성온도보다 낮은구간과 높은구간에서의 점도를 모두 고려하기 위해 Table 5와 같이 온도값을 선정하였으며, 이송유량에 따른 점도변화를 반영하였다. 또한 유체의 성분을 반영하기 위해 가스크로마토그래피로 측정한 오일성분 결과값을 활용하여 탄소번호에 따른 노말파라핀 물분율을 설정해 주었으며(Fig. 17), 유체의 성분을 적용하여 왁스집적 모델링을 수행하였다.

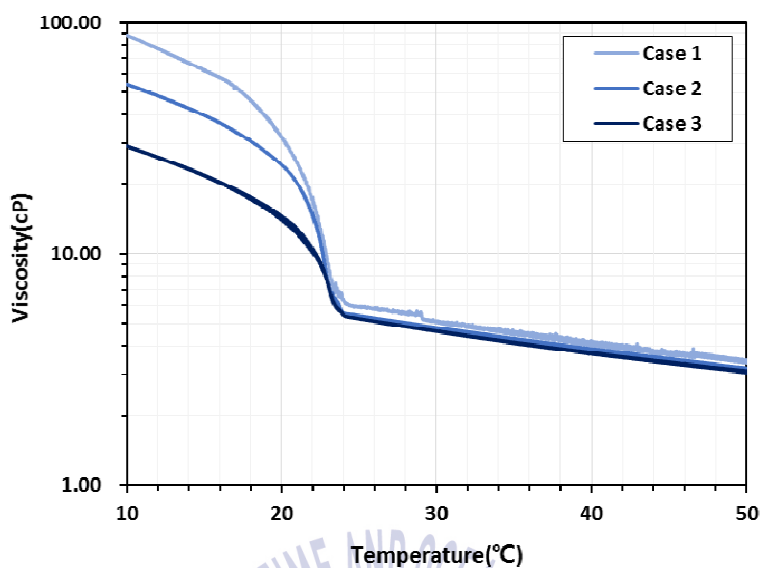


Fig. 16 Viscosity of the sample oil depending on the flow rate

Table 5 Input data of viscosity from the sample oil

Temperature [°C]	Viscosity [cP]		
	Case 1	Case 2	Case 3
42.00	3.79	3.57	3.31
38.00	4.21	3.99	3.89
34.00	4.67	4.29	4.20
30.00	5.06	4.73	4.64
26.00	5.87	5.21	5.11
22.00	17.34	14.46	10.51
18.00	46.39	30.78	17.62
14.00	67.12	42.60	23.25
10.00	88.39	54.38	29.12

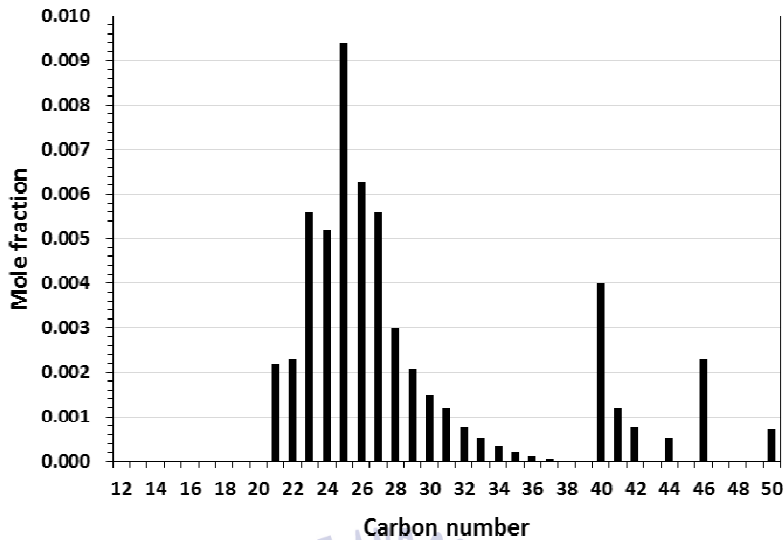


Fig. 17 Modeling result of normal paraffin fraction of the sample oil

③ 유체 및 왁스집적 모델

Zhang et al. (2004)는 유체 유동 시 수평 유동이 수직 유동보다 지배적이라는 전제하에 유동관 내 유체의 압력 변화를 모사하고자, 식(16)과 같은 연속방정식(continuity equation)과 식(17)과 같은 레이놀즈 모멘텀 방정식(Reynolds momentum equation)을 활용하여 식(18)과 같이 유체 유동(hydrodynamic)모델을 제시하였다. 또한 Manabe et al. (2003)는 식(19)~(20)으로 총 열손실을 통한 열전달 계수를 계산함으로써 식(21)과 같은 열전달(heat transfer) 모델을 제시하였다.

이 연구에서는 유체의 유동 및 온도 변화를 모사하기 위해 식(18)과 식(21)을 적용하였으며, 왁스집적 모사를 위해 식(14)를 사용하여 왁스집적 모델링을 수행하였다.

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0 \quad (16)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial u}{\partial t} + u \left(\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} \right) + w \frac{\partial u}{\partial z} - f v &= - \frac{I}{\rho_0} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_M \frac{\partial u}{\partial z} \right) + F_x \\ \frac{\partial v}{\partial t} + v \left(\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} \right) + w \frac{\partial v}{\partial z} + f u &= - \frac{I}{\rho_0} \frac{\partial P}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_M \frac{\partial v}{\partial z} \right) + F_y \end{aligned} \quad (17)$$

$$\begin{aligned} F_x &= \frac{\partial}{\partial x} \left[2A_M \frac{\partial u}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[A_M \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \right] \\ F_y &= \frac{\partial}{\partial y} \left[2A_M \frac{\partial v}{\partial y} \right] + \frac{\partial}{\partial x} \left[A_M \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \right] \end{aligned} \quad (18)$$

x, y, z : increasing in the eastward, northward, and vertically positive upwards direction (dimensionless)

u, v : horizontal components of the velocity (m/s)

w : vertical component of the velocity (m/s)

ρ_0 : reference density (kg/m^3)

I : macroscale (dimensionless)

P : pressure (Pa)

K_M : vertical eddy diffusivity of turbulent momentum (dimensionless)

f : Coriolis parameter (dimensionless)

F_x, F_y : general forcing terms (dimensionless)

A_M : horizontal diffusivity (m^2/s)

$$Q = (\dot{m}_L C_{pL} + \dot{m}_g C_{pg}) \Delta T_m \quad (19)$$

$$U = \frac{Q}{(\pi d L) \Delta T_{LM}} \quad (20)$$

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h_{TP}} + \frac{r_i}{k_p} \ln \frac{r_o}{r_i} + \frac{1}{h_{gi}} \frac{r_i}{r_o} \quad (21)$$

Q : total heat loss between the inlet and outlet of the measurement interval (J)

$\dot{m}_L$: mass flow rate of liquid (kg/s)

$\dot{m}_g$: mass flow rate of gas (kg/s)

C_{pL} : heat capacity of liquid ($J/kg \cdot K$)

C_{pg} : heat capacity of gas ($J/kg \cdot K$)

ΔT_m : difference in bulk temperatures of the two-phase mixture between inlet and outlet (K)

U : overall heat transfer coefficient of the system ($kg/s/m^2 \cdot K$)

d : pipe diameters (m)

L : pipe length (m)

ΔT_{LM} : logarithmic mean temperature difference between the two-phase mixture and glycol (K)

h_{TP} : average convective two-phase heat transfer coefficient ($kg/s/m^2 \cdot K$)

h_{gi} : convective heat transfer coefficient of glycol ($kg/s/m^2 \cdot K$)

r_i : pipe radius of inlet (m)

r_o : pipe radius of outlet (m)

k_p : thermal conductivity of pipe ($kg/s/m \cdot K$)

4.2 왁스집적 실험 및 모델링 결과

Case1, Case2, Case3 조건에서 석유 유동관 내 유체거동 모사 실험의 압력 및 온도 결과와 비교하여 모델링 결과를 검증하고자 하였으며, Fig. 18과 같은 방법으로 왁스집적 모델링을 수행하였다. 왁스집적 모델의 주요 변수인 주변환경 온도(ambient temperature), 열전달계수(heat transfer coefficient) 등을 조절하여 실험 결과와 모델링 결과의 비교·검증을 수행하였다.

모델링 결과와 석유 유동관 내 유체거동 모사 실험 결과를 비교하였을 때 압력 및 온도 변화 거동이 유사한 양상을 보이는 것을 확인할 수 있었으며, 유체의 점성, 유동관의 마찰, 왁스생성 등으로 인해 발생하는 급격한 압력감소는 이송유량이 증가할수록 분석대상 시작점에서부터 멀어지는 것을 알 수 있다. 이러한 경향은 실험에서 측정한 압력거동과 비교하였을 때와 유사한 값을 보이며(Fig. 19), 압력감소가 급격히 발생한 부분에서 왁스가 가장 많이 집적된 구간으로 판단된다. 또한 동일한 조건에서 유동관 내 온도 감소는 실험값과 유사한 경향이 나타났으며(Fig. 20), 이송유량이 증가할수록 유체의 온도감소율이 낮은 것을 알 수 있다. 이는 유속이 빠를수록 고온의 유체가 유동관 내 영향을 미칠 수 있는 거리가 길어짐에 따라 유체의 온도 유지 기간이 늘어난 것으로 사료된다. 이와 같이 압력 감소거동과 온도 변화정도가 왁스집적 실험 결과와 모델링 결과가 유사하게 나타나는 것을 확인할 수 있었고, 실험 결과와 모델링 결과를 비교·검증함으로써 Table 6과 같이 왁스집적 모델의 주요변수들을 도출하였다.

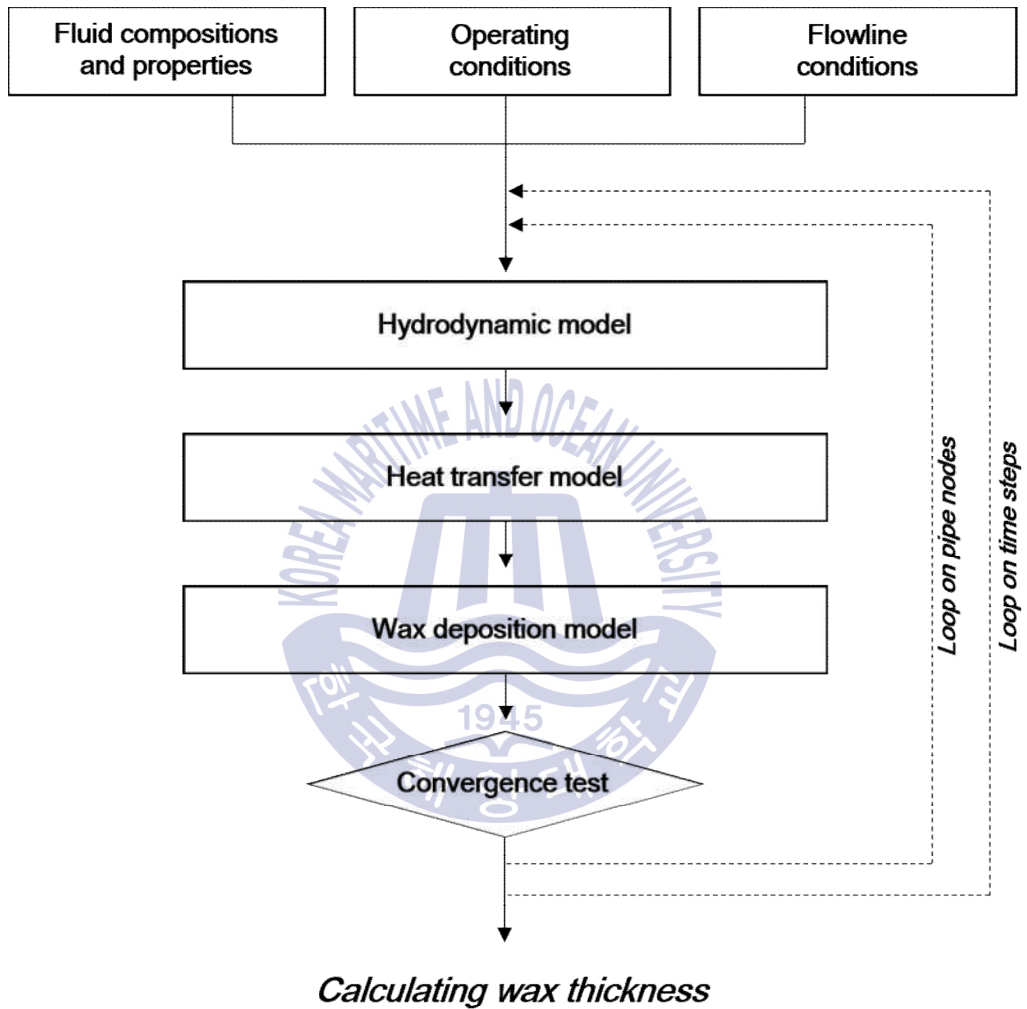
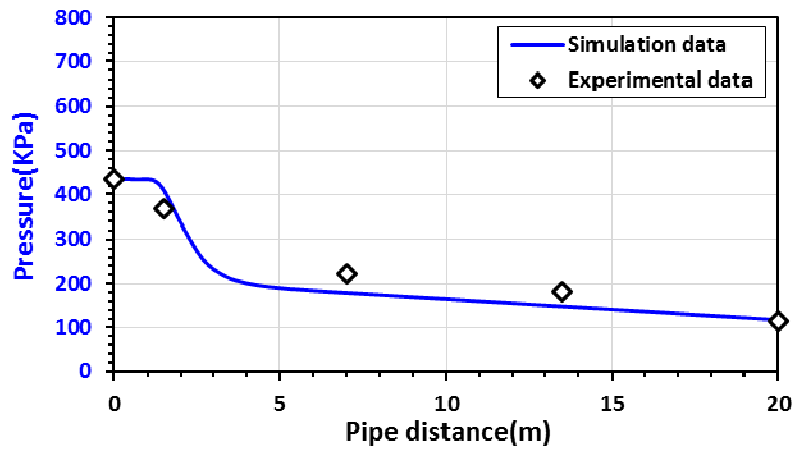
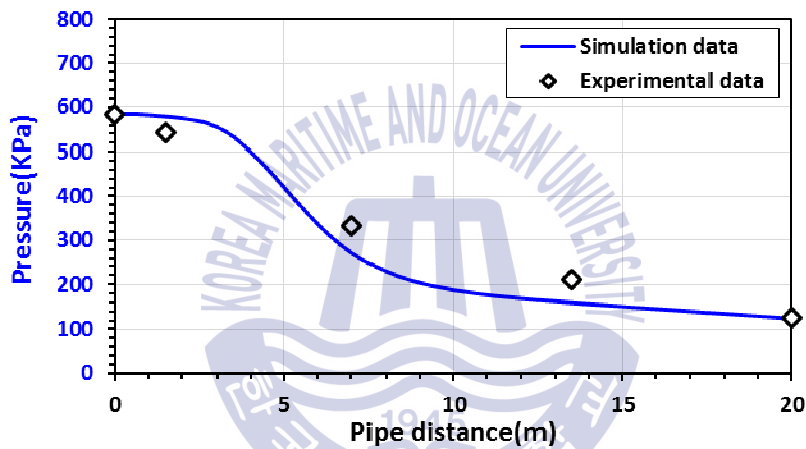


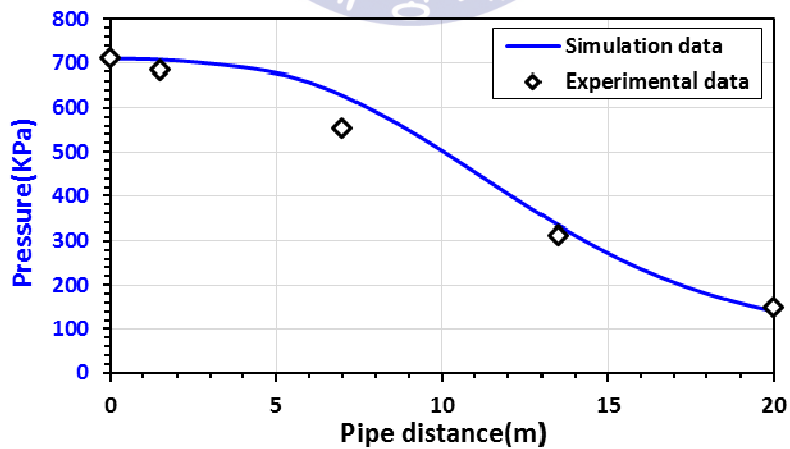
Fig. 18 Work flow of wax deposition modeling



(a) Case 1

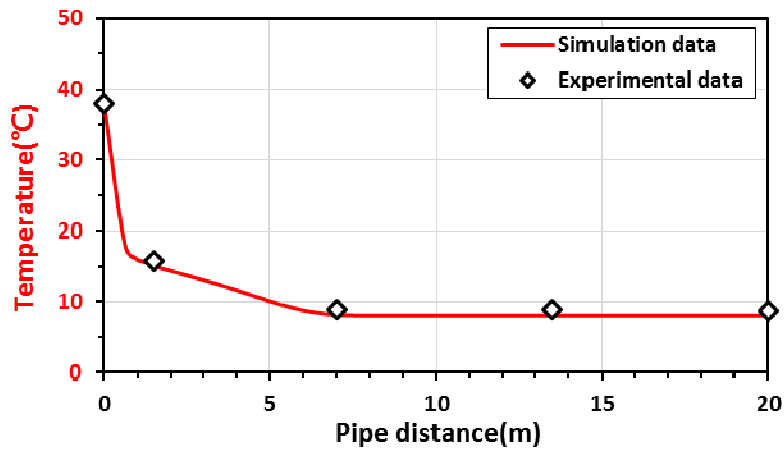


(b) Case 2

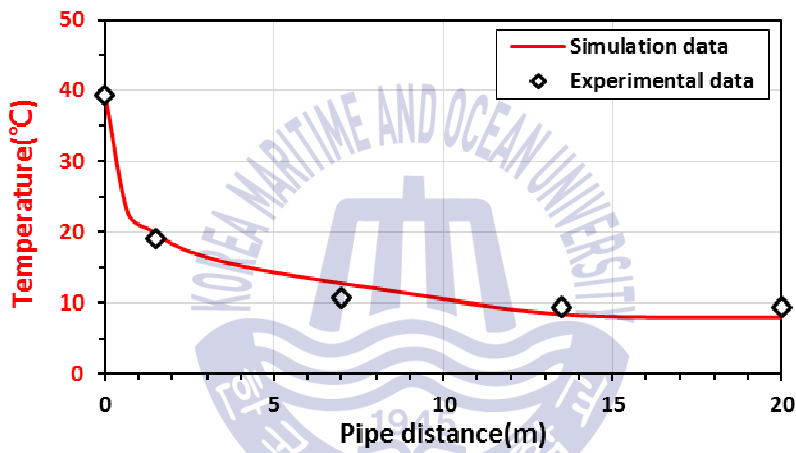


(c) Case 3

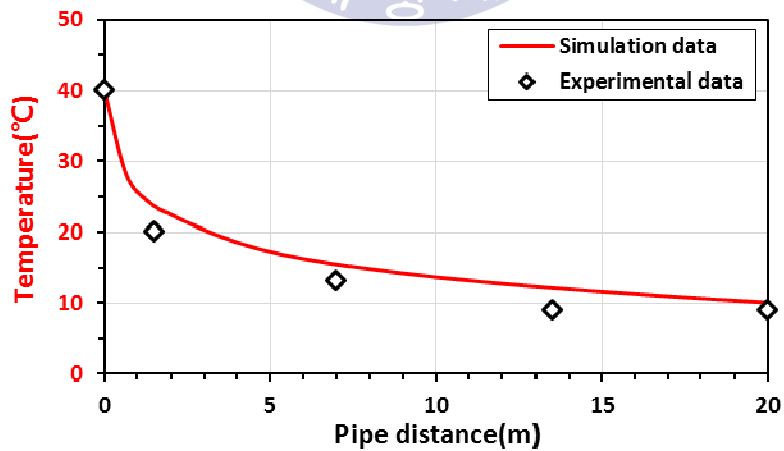
Fig. 19 Experimental and modeling results of the pressure depending on the flow rate



(a) Case 1



(b) Case 2



(c) Case 3

Fig. 20 Experimental and modeling results of the temperature depending on the flow rate

Table 6 Variables of the wax deposition model for history matching

	Case 1	Case 2	Case 3
Molecular diffusion coefficient multiplier [dimensionless]	52.5	47.0	44.5
Ambient temperature [°C]	8.00		
Heat transfer coefficient [W/m ² ·K]	350		
Oil thermal conductivity [fraction]	0.20		

실험 결과와 모델링 결과의 비교·검증을 통해 도출한 왁스집적 모델의 주요변수들을 바탕으로 유동관 내 총 왁스집적량을 파악한 결과, 모든 이송유량 조건에서 시간이 지남에 따라 집적된 총 왁스량이 증가하는 것을 알 수 있었고 이송유량이 증가할수록 왁스집적량이 증가하는 것을 확인할 수 있었다(Fig. 21). Fig. 22와 같이 레이놀즈 수(Reynolds number)의 변화를 분석한 결과 모든 이송유량 조건에서 층류 유동임을 알 수 있었으며, 이송유량이 증가할수록 많은 시료가 주입됨에 따라 왁스가 집적될 수 있는 물질의 공급량이 증가하여 왁스집적량이 증가한 것으로 판단된다.

또한 실험으로 알 수 없었던 유동관 내 왁스가 집적되는 거동을 파악하고자 유체의 이동거리에 따른 왁스집적거동 변화를 분석한 결과는 Fig. 23과 같다. 시간이 지남에 따라 모든 이송유량 조건에서 왁스집적량이 증가하는 것을 확인하였으며, 이는 계속해서 왁스성분이 포함된 오일 시료가 주입되므로 왁스집적 물질이 증가하여 분자확산의 영향으로 왁스집적량이 증가한 것으로 사료된다. Fig. 24와 같이 이송유량에 따른 전단응력 변화를 분석한 결과, 이송유량과 전단응력이 비례관계를 가지는 것을 확인할 수 있었다. 이송유량이 증가함에 따라 왁스가 집적되는 현상이 지연되는 것을 알 수 있었으며(Fig. 25), 전단응력 효과로 인해 집적된 왁스가 이동하지만 일정 거리를 유동한 후 다시 집적된 것으로 판단된다. 이를 통해 층류 유동조건에서는 전단응력 효과보다 분자확산의 영향이 지배적인 것을 알 수 있다.

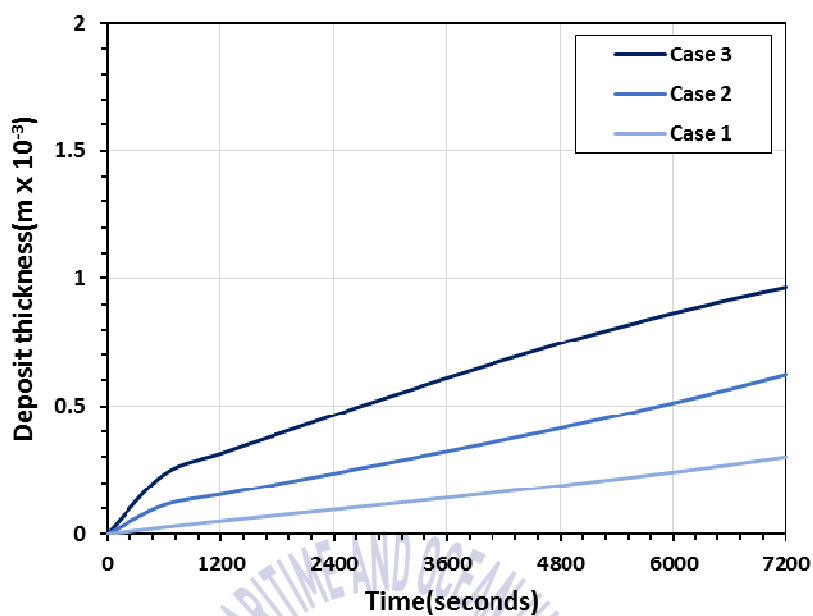


Fig. 21 Modeling results of average wax thickness in the flowline depending on flow rate

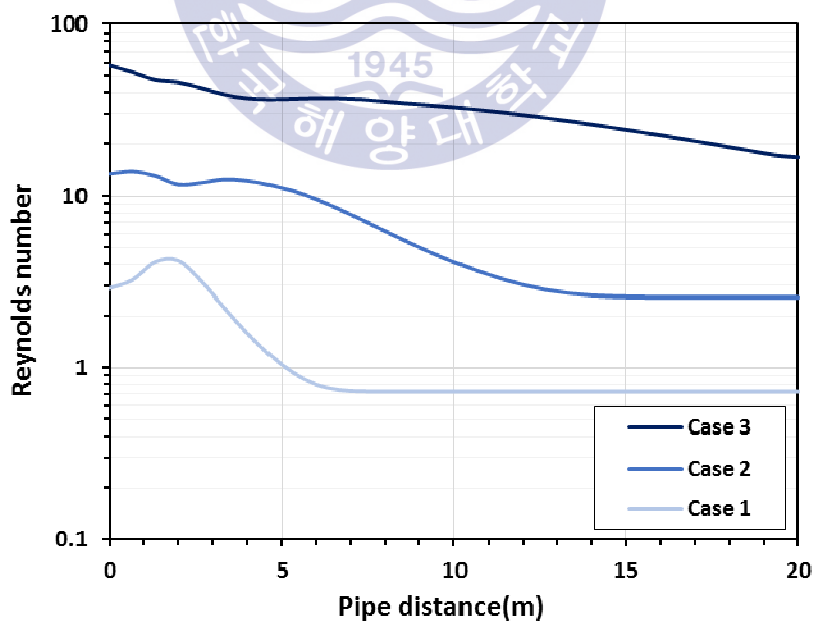
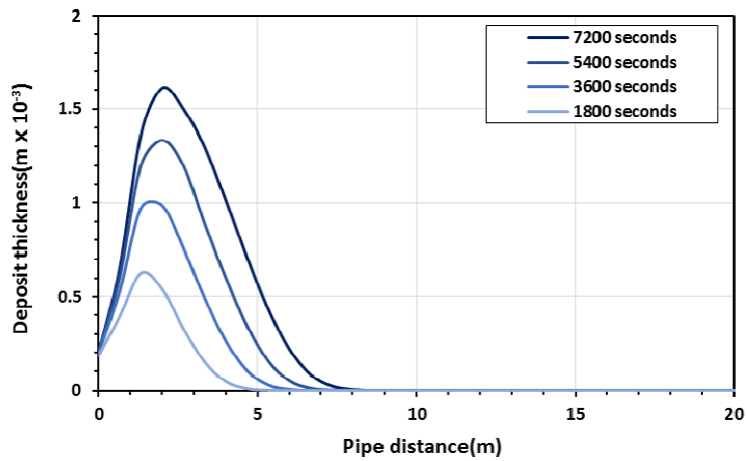
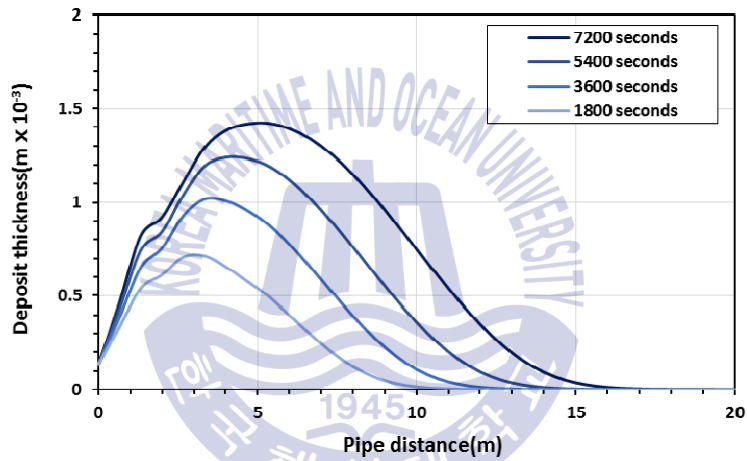


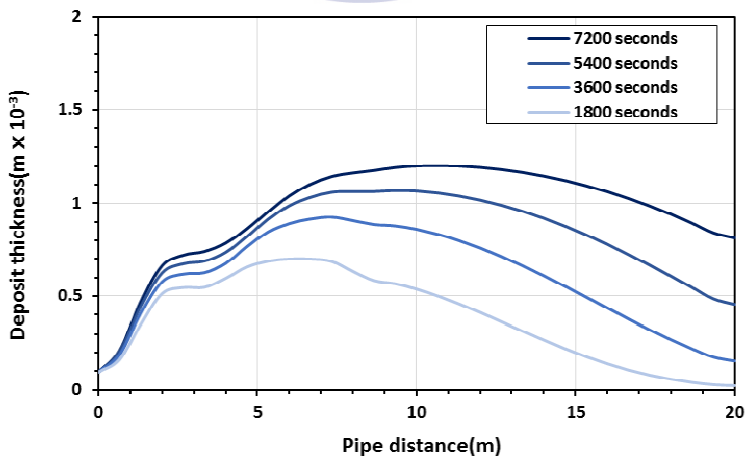
Fig. 22 Modeling results of reynolds number depending on flow rate



(a) Case 1



(b) Case 2



(c) Case 3

Fig. 23 Modeling results of wax deposition depending on the flow rate

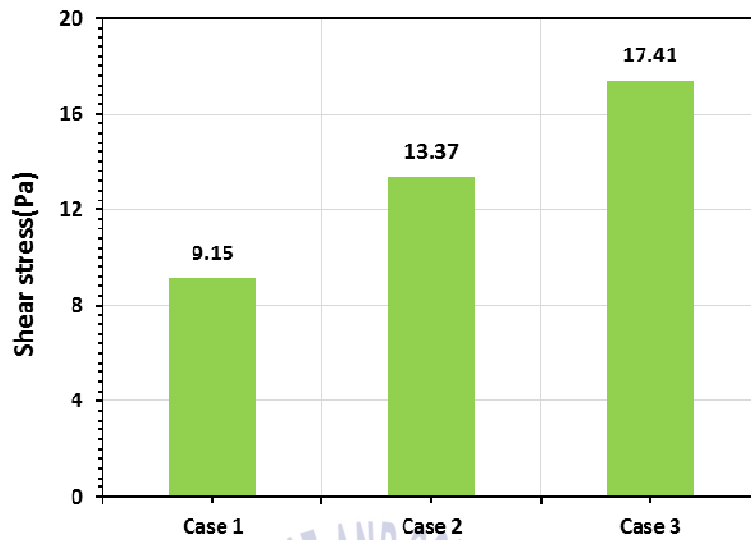


Fig. 24 Modeling result of shear stress depending on the flow rate

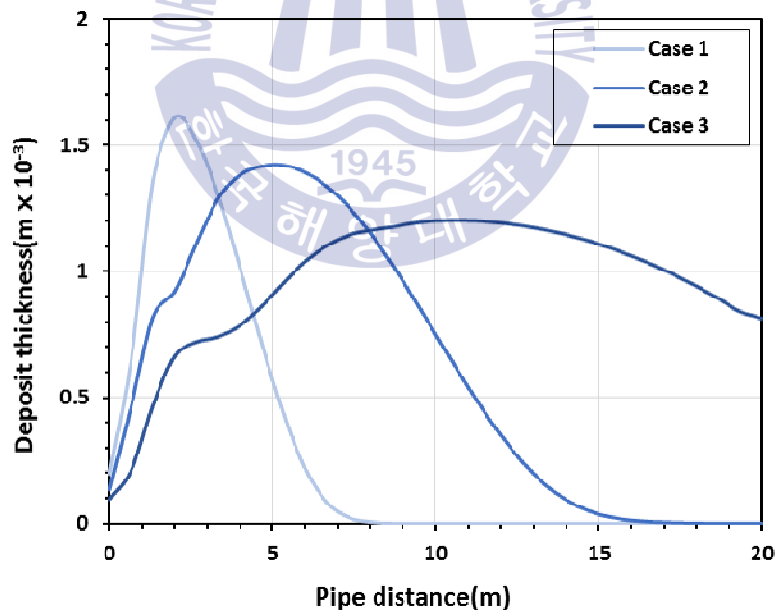


Fig. 25 Modeling results of wax deposition behavior in the flowline depending on the flow rate at 7,200 seconds

제 5 장 현장조건에서의 왁스집적거동 예측 및 분석

신뢰성 있는 생산계획 수립을 위해 실제 현장규모로 upscale을 수행하여 왁스집적거동을 분석하는 것이 중요하다. 이 연구에서는 현장에서 생산 시스템 설계 및 유동안정성 확보를 위해 주로 사용하는 소프트웨어 중 Schlumberger사의 PIPESIM을 활용하여 석유생산시스템 환경을 모사한 시뮬레이션을 수행하였다.

5.1 시뮬레이션 모델 구성요소

① 석유 생산시스템 유동관 및 생산 조건

이 연구에서는 필리핀 해역의 석유 생산 시스템 현장을 모사하고자 하였다. 생산된 유체는 유동관을 통해 해저 PLEM(Pipeline End Manifold)으로 이동하며, 각 유정에서 생산된 유체가 혼합되어 저장소까지 이동한다. 이를 모사하기 위해 유동관 모델을 Fig. 26과 같이 설정하였으며, 모델링에 적용한 현장 생산조건은 Table 7과 같다(Singh et al., 2011). 또한 해저환경의 영향을 줄이기 위해 유동관 외벽에 50mm 두께의 콘크리트를 사용하였고, 유동관이 해저면에 접촉된 면적을 고려하고자 해수의 열전도도(water thermal conductivity)와 해저면의 열전도도(soil thermal conductivity)를 반영하여 유동관 모델링을 수행하였다.

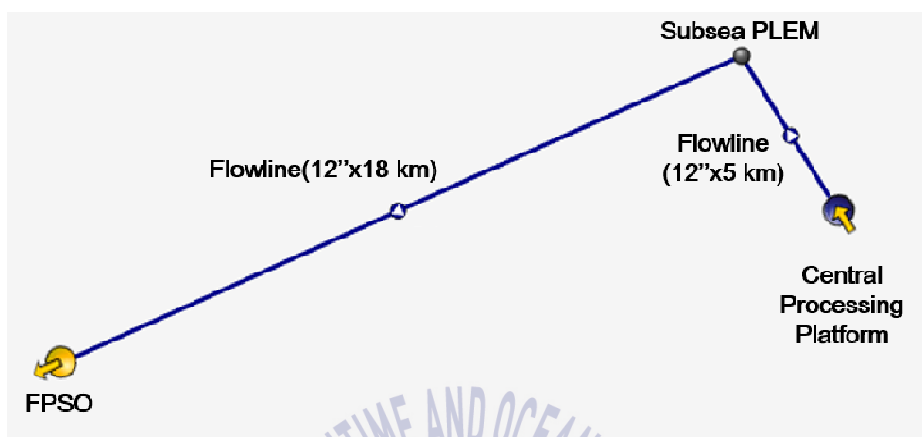


Fig. 26 Simulation model for field scale of the flowline

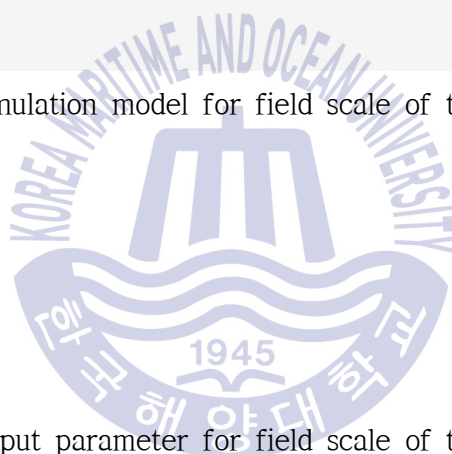


Table 7 Input parameter for field scale of the flowline

Flowline I.D. [m]	Flowline length [m]	Flow rate [BPD]	Thermal conductivity [W/m·K]	Oil temperature [°C]	Sea temperature [°C]
0.305	23,000	55,000	44	73.89	4.00

② 유체 특성 분석

현장에서 생산되어 유동관 내 존재하는 석유의 조성은 지상에서 측정하는 값과 차이가 발생할 수 있다. 따라서 석유 유동관 내 분석하기 위해 유체의 압력, 부피, 성분 및 온도 거동을 나타내는 PVT 거동을 분석하고자 하였다. Multiflash 소프트웨어를 활용하여 유체 모델링을 수행하였으며, SRK(Standard Soave-Redlich-Kwong) 상태방정식(Equation of State, EOS)을 사용하여 생산 유체의 물성과 성분을 실험에 사용한 오일시료와 동일하게 설정하였다. 또한 유동관 내 유체의 점도를 반영하기 위해 해당 전단율에서의 점도를 측정하였으며, 왁스생성온도보다 낮은 구간에서 온도변화에 따른 점도변화가 급격하게 발생하므로 이를 고려하고자 Table 8과 같은 조건을 반영하여 유체 모델링을 수행하였다. 또한 유체의 왁스 성분을 반영하고자 왁스집적 실험 결과와 모델링 결과의 비교·분석을 통해 도출한 주요한 왁스집적 모델변수를 적용하였다.

Table 8 Viscosity parameter for field scale of the flowline

Temperature [℃]	Viscosity [cP]
42.00	4.58
38.00	5.16
34.00	5.89
30.00	6.42
26.00	7.02
22.00	71.58
18.00	200.42
14.00	412.74
10.00	612.13

5.2 왁스집적거동 예측 결과

왁스 생성으로 인해 시간에 따라 압력이 감소하게 되며, 현장에서는 1주일 간격으로 피킹을 수행하였다. 피킹 주기를 반영하여 시뮬레이션 수행 기간을 선정하였으며 시간에 따른 유동관 내 총 왁스집적량을 분석한 결과는 Fig. 27과 같다. 시간이 경과할수록 왁스집적두께가 증가하는 것을 알 수 있었으며 이를 분석하고자 Fig. 28과 같이 시간에 따른 유동관 내 왁스집적두께 변화를 파악하였다. 그 결과 분석대상 시작점으로부터 약 1,500m 떨어진 지점에서 왁스가 급격히 발생하는 것을 알 수 있으며, 이는 유동관 내벽에 인접한 오일의 온도가 왁스생성온도보다 낮아지는 시점부터 왁스가 집적되기 시작하는 것으로 사료된다(Fig. 29). 또한 생산이 진행될수록 유체의 이송방향으로 왁스가 이동하여 집적되는 것을 확인하였으며, 7일 경과 후 2,300m지점에서 왁스가 가장 많이 집적되는 것을 알 수 있다. 이는 분자확산의 영향으로 왁스집적두께가 증가하지만 전단응력 효과의 작용으로 시간이 지남에 따라서 집적된 왁스가 이동하는 것으로 사료된다.

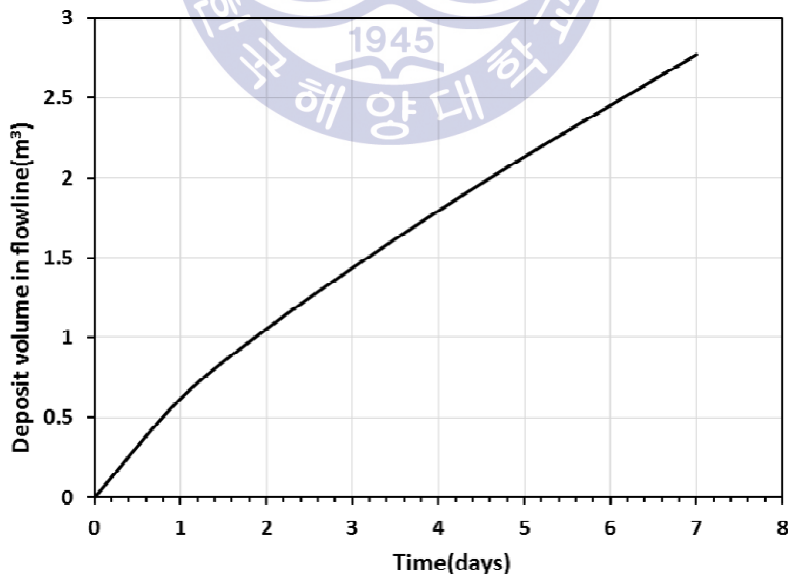


Fig. 27 Simulation result of wax deposit volume

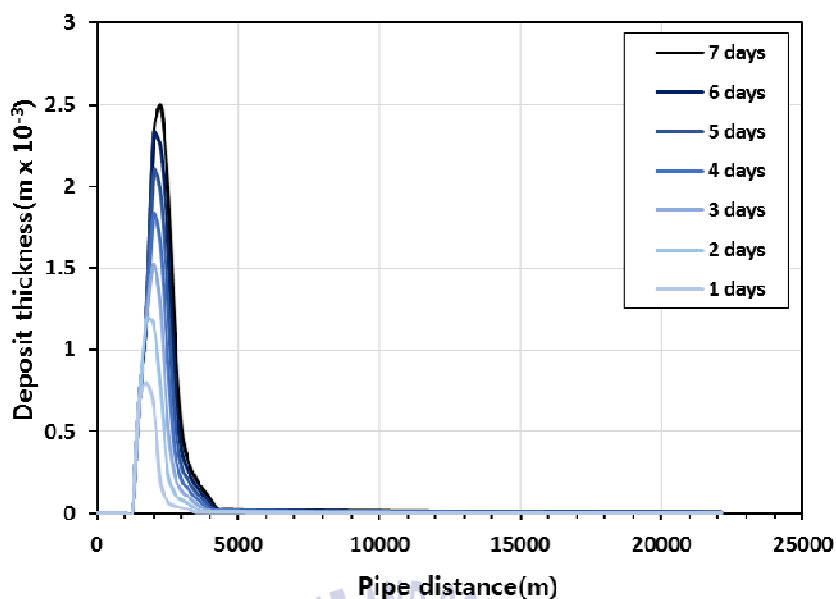


Fig. 28 Simulation results of the wax deposit thickness depending on the production time

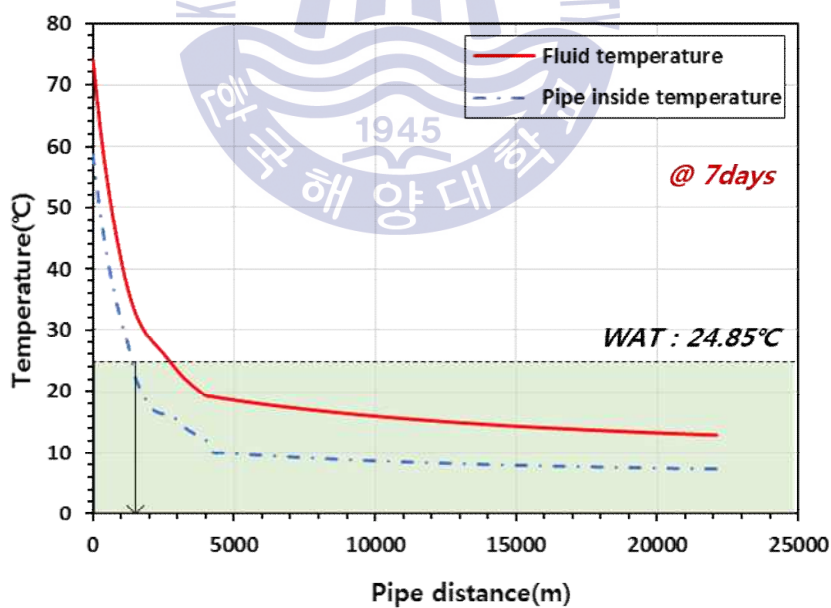


Fig. 29 Simulation results of the fluid and pipe inside temperature

제 6 장 결 론

이 연구에서는 석유 유동관 내 왁스가 집적되는 현상을 파악하기 위해 왁스 집적실험을 수행하였고, 오일성분 및 물성, 오일의 비뉴턴적 특징, 현장조건을 복합적으로 고려하여 왁스집적 모델링을 수행하였으며, 왁스집적모델의 주요 변수들을 조절하여 실험결과와 모델링 결과를 비교·분석함으로써 왁스집적거동을 예측하였다. 또한 현장규모로 upscale을 수행하기 위해 상용시뮬레이터 Schlumberger사의 PIPESIM을 활용하여 현장규모에서의 왁스집적거동을 파악하였다.

1. 왁스집적 특성 파악을 위해 유동관 내 유체생산거동 모사 실험을 수행하였다. 왁스집적의 주요 영향요소인 유체 압력 및 온도를 측정하는 석유 유동관 모사 실험시스템을 활용하였다. 그 결과 이송유량에 따른 관내 압력 및 온도 계측 자료를 확보할 수 있었으며 왁스가 집적되는 현상을 간접적으로 확인할 수 있었다.
2. 유체 특성과 실험조건 및 결과를 반영한 왁스집적 모델링을 수행하였으며, 그 결과 측정한 유체의 압력과 온도 거동이 모델링 결과와 유사한 양상을 보이는 것을 확인할 수 있었다. 이송유량이 증가할수록 전단응력이 증가하여 왁스가 밀리는 현상이 발생하였지만 총 왁스집적량은 증가하는 것을 알 수 있었다.
3. 현장 적용성 확장을 위해 석유생산시스템 환경을 모사하여 왁스집적거동 분석을 수행하였다. 오일의 물성 및 성분은 동일하게 설정하였으며 히스토

리매칭을 통해 도출한 주요 왁스집적모델 변수들을 반영하여 현장조건에서의 시뮬레이션을 수행하였다. 분석결과 유동관 내벽의 온도가 왁스생성 온도에 도달하는 시점부터 왁스가 집적되기 시작하는 것을 확인할 수 있었으며, 가장 많은 왁스가 집적되는 구간을 파악할 수 있었다.

이 연구를 통해 분석대상 오일에 대한 왁스집적모델의 주요한 입력변수를 파악할 수 있었으며, 이 연구에서 수행한 연구방법을 향후 현장자료에 적용하여 유동안정성 확보를 위한 유동관 내 왁스집적 제어에 활용 가능할 것으로 사료된다.



감사의 글

졸업을 앞둔 시점에서 돌아봤을 때 석사과정 2년 동안 많은 일들이 있었고 저의 부족함으로 인해 힘든 순간들도 많았지만 많은 분들의 도움으로 이겨낼 수 있었습니다.

석사학위를 받기 까지 전공에 대한 지식뿐만 아니라, 앞으로 삶을 살아가는데 필요한 경험을 쌓을 수 있게 조언과 격려를 아끼지 않으신 임중세 교수님께 진심으로 감사드립니다. 또한 학부 때부터 도움을 주신 장원일 교수님, 신성렬 교수님, 윤지호 교수님, 유경근 교수님, 정우근 교수님께도 감사드립니다. 교수님들 덕분에 대학생부터 대학원생까지 총 6년동안 제 인생에서 가장 의미있고 뜻깊은 시간을 보낼 수 있었습니다. 그리고 석사과정에 재학하는 동안 많은 도움을 준 연구실 선배들(관상오빠, 호진언니, 수진언니, 지수언니, 성민오빠)과 후배들(길동이, ㄸ)에게 감사의 말씀 드립니다. 특별히 바쁘신 와중에 실험실에 오셔서 PIPESIM 강의를 해주신 승영오빠에게도 감사드립니다. 많은 분들의 조언과 도움이 큰 힘이 되었으며, 모두들 앞으로 이루고자하는 분야에서 최고가 될 수 있도록 기원하겠습니다.

마지막으로 지금도 뒤에서 묵묵히 응원해 주고 계신 사랑하는 우리 가족에게 감사의 말씀 드리며, 항상 바르게 살도록 가르쳐주신 부모님께 자랑스러운 딸이 되도록 더 노력하겠습니다. 그 이외 많은 분들의 도움이 있었기에 지금의 제가 있는 것이라 생각하고, 앞으로 지금까지 받았던 사랑만큼 남에게 베풀 줄 아는 사람으로 살아가도록 노력하겠습니다.

참고문헌

- 강성필, 2012. 가스 하이드레이트 이용기술. 화학공학소재연구정보센터, 1(4), pp.1-5.
- 임종세, 2010. 생산 유가스전 유동안정성 확보 기술. 석유, 26, pp.68-85.
- 임종세 등, 2012. 해저 석유 생산시스템 내 유동안정성 확보를 위한 불투명 오일의 왁스생성온도 측정법. 한국마린엔지니어링학회지, 36(1), pp.185-194.
- 임종세, 강판상, 유승렬, 2013. 해저 석유생산시스템에서 유동안정성 확보를 위한 왁스집적 제어기술. 한국자원공학회지, 50(2), pp.278.296.
- ABB, 2013, ABB and Statoil to develop deepwater subsea power and control technologies, [Online] (Updated 6 September 2013) Available at: <http://www.abb.com/cawp/seitp202/63c9625605648331c1257bde00414034.aspx> [Accessed 29 November 2016].
- Agrawal, K.M., Khan, H.U., Surianarayanan, M., and Joshi, G.C., 1990. Wax deposition of Bombay high crude oil under flowing conditions. *Fuel*, 69, pp.794-796.
- Alana, J.D., 2003. *Investigation of heavy oil single-phase paraffin deposition characteristics*. Master Thesis. USA: University of Tulsa.
- Ashford, J.D., Blount, C.G., Marcou, J.A., and Ralph, J.M., 1990. Annular packer fluids for paraffin control: Model study and successful field application. *SPE Production Engineering*, 5, pp.351-355.
- Azevedo, L.F.A. and Teixeira, A.M., 2003. A Critical Review of the Modeling of Wax Deposition Mechanisms. *Petroleum Science and Technology*, 21(3), pp.393-408.

- Bacon, M.M., Romero-Zeron, B.L., and Chong, K.K., 2010. Determining Wax Type: Paraffin or Naphthene?. *SPE Journal*, 15(4), pp.963-968.
- Barry, E.G., 1971. Pumping non-Newtonian waxy crude oils. *Journal of the Institute of Petroleum*, 57, pp.74-85.
- Bern, P.A., Withers, V.R., and Cairns, R.J.R., 1980. Wax Deposition in Crude Oil Pipelines. *European Offshore Technology Conference and Exhibition*, London, U.K., October 21-24.
- Bott, T. and Gudmundsson, J., 1977. Deposition of paraffin wax from kerosene in cooled heat exchanger tubes. *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 55(4), pp.381-385.
- Bruno, A., Sarica, C., Chen, H., and Volk, M., 2008. Paraffin deposition during the flow of water-in-oil and oil-in-water dispersions in pipes. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, USA, September 21-24.
- Bukkaraju S.K. et al., 2016. Practical Guidelines for the Diagnosis and Remediation of Pipeline Blockages. *Offshore Technology Conference*, Texas, USA, May 2-5.
- Burger, E.D., Perkins, T.K., and Striegler, J.H., 1981. Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska Pipeline. *Journal of Petroleum Technology*, 33(6), pp.1075-1086.
- Ding, J., et al., 2006. Flow behavior of Daqing waxy crude oil under simulated pipelining conditions. *Energy&Fuels*, 20, pp.2531-2536.
- Garcia, M.C., 2001. Paraffin deposition in oil production. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, Texas, USA, February 13-16.
- Goncalves, M.A.L. et al., 2011. A case study of scale-up of wax deposition model predictions using flow loop wax deposition data for pipeline design. *15th International Conference on Multiphase Production Technology*, Cannes, France, June 15-17.

- Hayduk, W. and Minhas, B.S., 1982. Correlations for Prediction of Molecular Diffusivities in Liquids. *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 60, pp.295-299.
- Hoffmann, R., and Amundsen, L., 2010. Single-phase wax deposition experiments. *Energy&Fuels*, 24, pp.1069-1080.
- Hernandez, O.C., 2002. *Investigation of single-phase paraffin deposition characteristic*. Master Thesis. USA: University of Tulsa.
- Hernandez, O.C. et al., 2003. Improvements in single-phase paraffin deposition modeling. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, USA, October 5-8.
- Huang, Z., Zheng, S., and Fogler, H.S., 2015. *WAX DEPOSITION: Experimental characterizations, theoretical modeling and field practices*. CRCpress:NewYork.
- Jessen, F.W., and Howell, J.N., 1958. Effect of Flow Rate on Paraffin Accumulation in Plastic, Steel and Coated Pipes. *Petroleum Transactions, AIME*, 213, pp.80-84.
- Jung, S.Y., Kang, P.S., and Lim, J.S., 2014. An Experimental Study on the Effects of Internal Tubular Coatings on Mitigating Wax Deposition in Offshore Oil Production. *International Society of Offshore and Polar Engineers*, 38(10), pp.133-1339.
- Kleinhans, J., Niesen, V., and Brown, T., 2000. Pompano paraffin calibration field trials. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, October 1-4.
- Labes-Carrier, C., Rønningsen, H.P., Kolnes, J., and Leporcher, E., 2002. Wax deposition in North Sea gas condensate and oil systems: Comparison between operational experience and model prediction. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, October 27-29.
- Majeed, A., Bringedal, B., and Overa, S., 1990. *MODEL CALCULATES WAX*

DEPOSITION FOR N. SEA OILS. [Online] (Updated 18 June 1990) Available at :<http://www.ogj.com/articles/print/volume-88/issue-25/in-this-issue/pipeline/model-calculates-wax-deposition-for-n-sea-oils.html> [Accessed 17 October 2016].

Manabe, R., et al., 2003, A Mechanistic Heat Transfer Model for Vertical Two-Phase Flow. *SPE Annual Conference and Exhibition*, Denver, Colorado, USA, October 5-8.

Matzain, A. et al., 2001. Multiphase flow wax deposition modeling. *ETCE 2001: Petroleum Production Technology Symposium*, Huston, Texas, USA, February 5-7.

Nazar, A.R.S., Dabir, B., Vaziri, H., and Islam, M.R., 2001. Experimental and mathematical modeling of wax deposition and propagation in pipes transporting crude oil. *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma, March 24-27.

Nghiem, L.X., Kohse, B.F., Fanchi, J.R., and Lake, L.W., 2006. Petroleum Engineering Handbook : Volume I General Engineering. *SPE*, Texas, USA, pp.397-453.

Olusiji, A.A., and Oyekunle, L.O., 2013. Experimental Study on Wax Deposition in a Single Phase Sub-cooled Oil Pipelines. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, Nigeria, Lagos, August 5-7.

Pan, S. et al., 2009. Case Studies on Simulation of Wax Deposition in Pipelines. *International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar, December 7-9.

Ron, D., 2001. *Chemical Engineering Fluid Mechanics*. 2nd ed., CRC Press: Newyork.

Rønningsen, H.P., 2012. Production of waxy oils on the Norwegian continental shelf: Experiences, challenges, and practices. *Energy&Fuels*, 26, pp.4124-4136.

Rosvold, K., 2008. *Wax Deposition Models*. Master Thesis. Norway: Norwegian

University of Science and Technology.

Rygg, O.B., Rydahl, A.K., and Ronningsen, H.P., 1998. Wax deposition in offshore pipeline systems. *1st North American Conference on Multiphase technology*, Banff, Canada, June.

Semenov, A., 2012. WAX Deposition Forecast. *North Africa Technical Conference and Exhibition*, Cairo, Egypt, February 20-22.

Siljubergh, M.K., 2012. *Modeling of paraffin wax in oil pipelines*. Master thesis. Norway: Norwegian University of Science and Technology.

Singh, P., Venkatesan, R., Fogler, H.S., and Nagarajan, N., 2000. Formation and Aging of Incipient Thin Film Wax-Oil Gels. *AIChE Journal*, 46(5), pp.1059-1074.

Singh, P., Venkatesan, R., Fogler, H.S., and Nagarajan, N.R., 2001. Morphological Evolution of Thick Wax Deposits during Aging. *AIChE Journal*, 47(1), pp.6-18.

Singh, A., Lee, H., Singh, P., and Sarica, C., 2011. SS: Flow Assurance: Validation of Wax Deposition Model Using Field Data from a Subsea Pipeline. *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA, May 2-5.

StatoilHydro, 2008, Statoilhydro governing document, [Online] (Updated 19 May 2008) Available at: <http://www.prosjektnorge.no/PUS/files/pages/20/wr2365.pdf> [Accessed 17 October 2016].

Suppiah, S. et al., 2010. Waxy crude production management in a deepwater subsea environment. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Florence, Italy, September 20-22.

Zhang, H., Madsen, O.S., Sannasiraj, S.A., and Chan, E.S., 2004. Hydrodynamic Model with Wave-Current Interaction in Coastal Regions. *Estuarine Coastal and Shelf Science*, 61(2), pp.317-324.