

ANALISA KEDALAMAN TERBENTUKNYA WAX PADA SUMUR X LAPANGAN Y

Oleh: Laurensius Apri Prasetyo Caldas

Pembimbing: Ir. Aries Prasetyo, M.T

ABSTRAK

Ketika temperatur crude oil berkurang, komponen-komponen berat seperti paraffin/wax akan terpresipitasi dan mengendap pada dinding pipa. Pengendapan wax dapat menyebabkan diameter internal pipa berkurang dan pipa tersumbat (Ansyori, 2016). Laju produksi yang rendah dapat mempengaruhi terjadinya deposit wax karena waktu tinggal minyak yang lama di pipa. Waktu tinggal minyak yang lama, menyebabkan adanya panas yang hilang ke udara sekitar sehingga menurunkan temperatur minyak saat mengalir (Ati, 2016). Penelitian ini dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui prediksi pola aliran, prediksi penurunan tekanan dan temperatur pada Sumur X dan juga kedalaman terbentuknya wax pada Sumur X. dalam menentukan pola aliran pada pipa vertikal, digunakan metode Shell's Multiphase Flow Mapping. Untuk menentukan prediksi penurunan tekanan dan temperatur pada Sumur X, digunakan metode Orkizewski dengan bantuan software PIPESIM 2011. Untuk mengetahui kedalaman terbentuknya wax pada Sumur X digunakan metode Coutinho dengan bantuan software MULTIFLASH 4.0 yang terintegrasi dengan PIPESIM 2011.

Pola aliran pada Sumur X kondisi Natural Flow tidak berubah setelah dilakukan sensitivitas IPR dengan tekanan statis reservoir 1245, 1121, 997, 873 dan 749 psi. Berdasarkan Shell's multiphase flow mapping, pola aliran Sumur X dari kedalaman 5070 - 4200 ft adalah intermittent flow yang lebih condong ke churn flow. Pada kedalaman 4200 - 0 ft, pola aliran pada Sumur X adalah Annular dispersed flow. Fase wax pada Sumur X kondisi Natural Flow akan muncul pertama kali pada temperatur 129,9 °F setelah mencapai permukaan pada saat tekanan statis reservoir mencapai 1121 psi.

Pada kondisi Artificial Lift Pola aliran pada Sumur X tidak berubah setelah dilakukan sensitivitas IPR dengan tekanan statis reservoir 983, 883, 783, 683 dan 583 psi. Berdasarkan Shell's multiphase flow mapping, pola aliran Sumur X dari kedalaman 5070 - 4200 ft adalah intermittent flow yang lebih condong ke churn flow. Pada kedalaman 4200 - 0 ft, pola aliran pada Sumur X adalah Annular dispersed flow. Fase wax pada Sumur X kondisi Artificial Lift akan muncul pertama kali pada temperatur 130 °F di kedalaman ± 73 ft, pada saat tekanan statis reservoir mencapai 983 psi.

Kata Kunci: Pola aliran pada pipa vertikal, distribusi tekanan dan temperatur, wax

ABSTRACT

When the temperature of crude oil decreased, heavy components such as paraffin/wax will precipitate and deposit on the walls of the pipe. Deposition of wax can reduce the internal diameter of the pipe and clogged pipes (Ansyori, 2016). The low rate of oil production can affect the occurrence of wax deposit because the residence time of the oil in the pipeline. The residence time of the oil, cause heat loss (heat lost from oil into the surrounding air) so that the lower the oil temperature when the flow (Ati, 2016).

This research was conducted with the aim to find out the distribution pattern of the flow, predicted pressure drop and temperature in the well and also the depth of wax deposition on the well BTG. In determining the flow pattern in vertical pipe, Shell's Multiphase Flow Mapping is used. To determine the prediction of pressure drop and temperature on a well BTG, method Orkizewski is used with the help of

PIPESIM 2011 software. To know the depth of wax deposition on a well BTG, method Coutinho is used with the help of MLTIFLASH 4.0 software that integrates with PIPESIM 2011.

In Natural Flow conditions Flow pattern on the well BTG does not change after a sensitivity to IPR with static pressure reservoir 1245, 1121, 997, 873 and 749 psi. Based on, Shell's multiphase flow mapping, the flow pattern of well BTG at depth of 5070 - 4200 ft is intermittent flow more leaning to churn flow. At a depth of 4200 - 0 ft, flow pattern on the well BTG is Annular dispersed flow. Phases of the wax on the well BTG the first time will appear in temperature 129,9 °F after reaching the surface and at the static pressure of the reservoir reached 1121 psi

In Artificial Lift conditions Flow pattern on the well BTG does not change after a sensitivity to IPR with static pressure reservoir 983, 883, 783, 683 and 583 psi. Based on, Shell's multiphase flow mapping, the flow pattern of well BTG at depth of 5070 - 4200 ft is intermittent flow more leaning to churn flow. At a depth of 4200 - 0 ft, flow pattern on the well BTG is Annular dispersed flow. Phases of the wax on the well BTG the first time will appear in temperature 130 °F at depth of ± 73 ft and at the static pressure of the reservoir reached 983 psi. Keywords: flow pattern in vertical pipe, the distribution of pressure and temperature, wax

Keywords: sucker rod pump, pump optimization, evaluation, life time.

I. PENDAHULUAN

Produksi sembur alam biasanya terjadi pada reservoir yang baru diproduksi. Hal ini dikarenakan reservoir tersebut memiliki tekanan yang cukup kuat untuk mengangkat fluidanya ke permukaan. Setelah diproduksi berapa lama, tekanan yang dimiliki oleh reservoir akan mengalami penurunan dan laju produksi pun akan menurun.

Crude oil merupakan campuran hidrokarbon yang kompleks, terdiri dari aromatik, paraffin, nafta, resin, aspal, merkaptan, dan lain-lain (Ansyori, 2016). Wax pertama kali terbentuk pada temperatur tertentu yang disebut *cloud point* atau *wax appearance temperature* (Ati, 2016). Ketika temperatur *crude oil* menurun, komponen-komponen berat seperti *paraffin/wax* akan terpresipitasi dan mengendap pada dinding pipa. Pengendapan *wax* dapat menyebabkan diameter internal pipa berkurang dan pipa tersumbat (Ansyori, 2016).

Laju produksi yang rendah dapat mempengaruhi terjadinya deposit *wax* karena waktu tinggal (*residence time*) minyak yang lama di pipa. *Residence time* minyak yang lama, menyebabkan adanya *heat loss* (panas yang hilang dari minyak ke udara sekitar) sehingga menurunkan temperatur minyak saat mengalir (Ati, 2016). Sumur X Lapangan Y adalah sumur minyak yang merupakan sumur sembur alam yang mengalami penurunan produksi sejak pertama kali diproduksi

pada 1 Januari 1970 hingga 1 Juni 2014. Dalam penelitian tugas akhir ini, dilakukan analisa perubahan pola aliran dan potensi terbentuknya *wax* pada Sumur X Lapangan Y sebagai akibat dari penurunan produksi yang disebabkan oleh penurunan tekanan reservoir, sehingga dapat menghindari pembentukan *wax* pada Sumur X Lapangan Y.

II. METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi yang digunakan dalam prediksi terbentuknya *wax* berdasarkan pola alir dan data komposisional fluida adalah dengan:

1. Pengumpulan data: data yang digunakan berupa data komposisional minyak dan gas, data reservoir, data fluida, dan data produksi untuk membuat model sistem produksi yang mendekati keadaan sumur X yang sebenarnya menggunakan software PIPESIM 2011.
2. Dilakukan Modeling Sistem Produksi dengan cara menentukan kurva IPR dan TPR dan dilanjutkan dengan validasi model untuk melihat apakah hasil dari Q liquid dan pwf sama dengan data saat pertama kali sumur di produksi.
3. Dilakukan sensitivitas IPR untuk mengetahui *performance* sumur X selama beberapa tahun kedepan, kemudian dilanjutkan dengan menganalisa pola aliran fluida dan memprediksi distribusi tekanan dan temperatur pada tiap

kedalaman dan IPR yang berbeda, dan dilakukan prediksi temperatur titik kabut fluida.

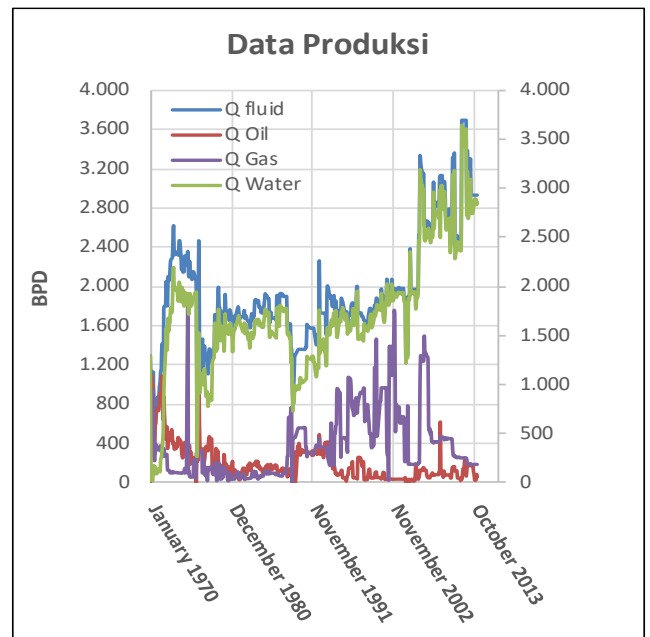
- Memprediksi kedalaman potensi pembetukan wax dengan cara melakukan perbandingan antara prediksi penurunan tekanan dan prediksi penurunan temperatur. Apabila garis tekanan reservoir berpotongan dengan garis WAT, maka dapat dipastikan wax terbentuk pada temperatur tersebut. Kemudian dilakukan plot antara kurva temperatur vs kedalaman untuk menentukan di kedalaman berapa wax terbentuk.

III. DATA PENELITIAN

A. Data Produksi

Tabel 1 Potongan Data Produksi Sumur X

Date	Q Liquid (bfpd)	Q Oil (bopd)	Q Water (bwppd)	Q Gas (mcfpd)	Water Cut (%)
01/01/1970	1.287	0	1.287	591	100
01/01/1972	1.794	574	1.220	269	68
01/01/1974	2.460	443	2.017	95	82
01/02/1976	2.085	146	1.939	54	93
01/01/1978	1.358	475	883	132	65
01/01/1980	1.630	293	1.337	121	82
01/01/1982	1.739	35	1.704	67	98
01/01/1984	1.685	185	1.500	113	89
01/01/1986	1.869	131	1.738	116	93
01/01/1988	1.893	114	1.779	93	94
01/01/1990	1.344	376	968	545	72
01/01/1992	1.570	330	1.240	290	79
01/01/1994	1.991	418	1.573	282	79
01/01/1996	1.841	129	1.712	456	93
01/01/1998	1.994	60	1.934	709	97
01/01/2000	1.626	49	1.577	353	97
01/01/2002	1.897	38	1.859	965	98
01/01/2004	1.969	39	1.930	605	98
01/01/2006	1.966	197	1.769	184	90
01/01/2008	2.524	76	2.448	489	97
01/01/2010	2.897	87	2.810	457	97
01/01/2012	2.414	48	2.366	250	98
01/01/2014	2.926	29	2.897	183	99



Gambar 1 Tabel 2 Kurva Data Produksi Sumur X

B. Data Reservoir

Tabel 2 Data Reservoir Sumur X

Data Reservoir		
Tekanan Reservoir	1245	psia
Temperature Dasar Sumur	250	°F

C. Data Fluida

Tabel 3 Data Fluida Sumur X

Data Fluida		
API gravity	36.6	°API
GOR	893	scf/stb
GLR	0.062	scf/stb
SG Gas	0,75	
Sg Water	1	
SG Oil	0,84	
Oil Viscosity	5.1	cP
Pour Point	105	°F

D. Data Well Test

Tabel 4 Data Well Test Sumur X

Data Well Test		
P Casing	0	Psi
PBHP / Pwf	834	Psi
Water Cut	93	%
Fluid Rate	2926	Bpd
Tubing Pressure	820	Psi
SBHP	1009	Psi

E. Data Sumur

Tabel 5 Data Sumur X

Data Sumur X		
PBHT	205	F
Casing P	0	psi
Tubing P	820	psi
FLT	178	F
MD	4915	ft
Pwh	100	Psi

F. Data Komposisional Fluida

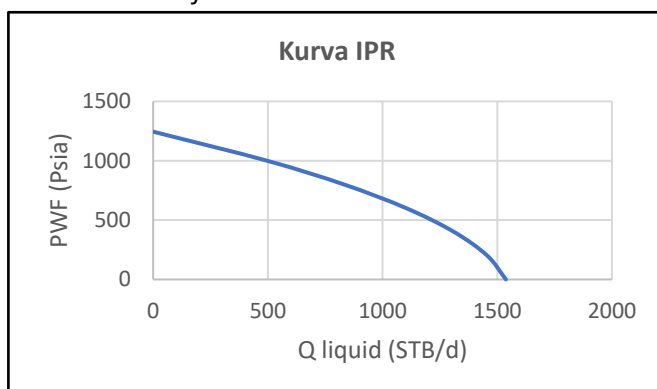
Tabel 6 Data Komposisional Fluida Sumur X

Komposisi Sumur X	
Komposisi	Nilai (%)
H2S	0
CO2	-
N2	0,12
C1	9,69
C2	5,75
C3	3,22
iC4	1,8
nC4	6,66
iC5	13,86
nC5	3,86
C6	2,19
C7+	0,55
C16	52,3

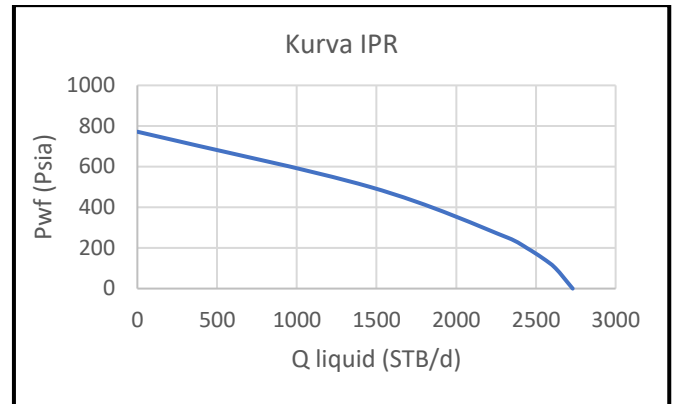
IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

Dari semua data yang telah dimiliki, langkah pertama yang dilakukan yaitu pembuatan kurva IPR dan OPR dari sumur X. Dalam Penelitian ini digunakan metode Wiggins untuk membuat kurva IPR sumur X.

Kurva IPR Sumur X dibuat pada saat kondisi awal sumur diproduksi. Berikut kurva IPR dari sumur X kondisi *natural flow*.

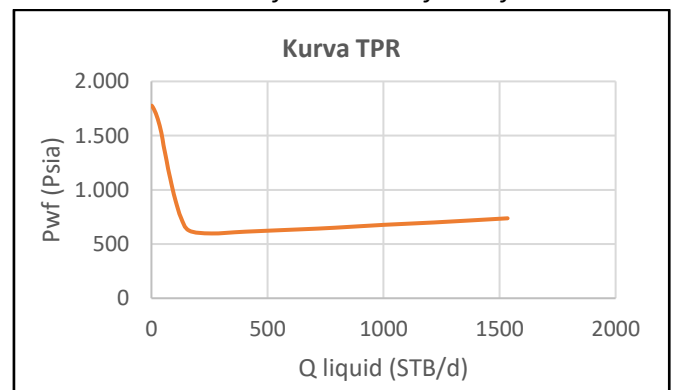


Kemudian dilakukan pembuatan kurva IPR menggunakan metode Wiggins untuk sumur X kondisi *artificial lift*.

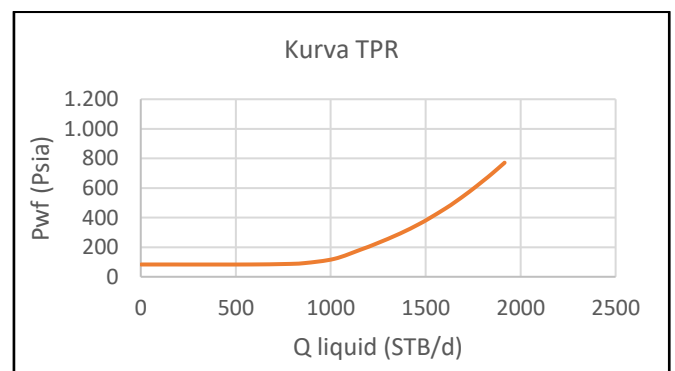


Gambar 3 Kurva IPR Sumur X Kondisi Artificial Lift

Pada penelitian ini, kurva TPR dibuat menggunakan metode Hagedorn and Brown untuk mendapatkan kurva TPR dengan desain rangkaian pipa produksi dan ukuran diameter dalam pipa sumur X untuk kondisi *natural flow* dan *artificial lift*.



Gambar 4 Kurva TPR Sumur X Kondisi Natural Flow

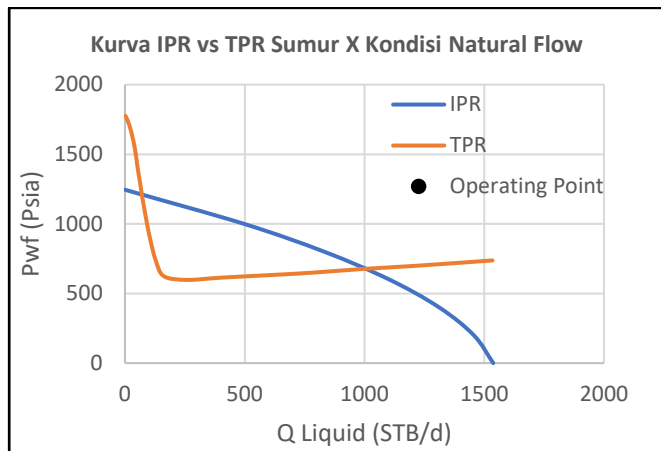


Gambar 5 Kurva TPR Sumur X Kondisi Natural Flow

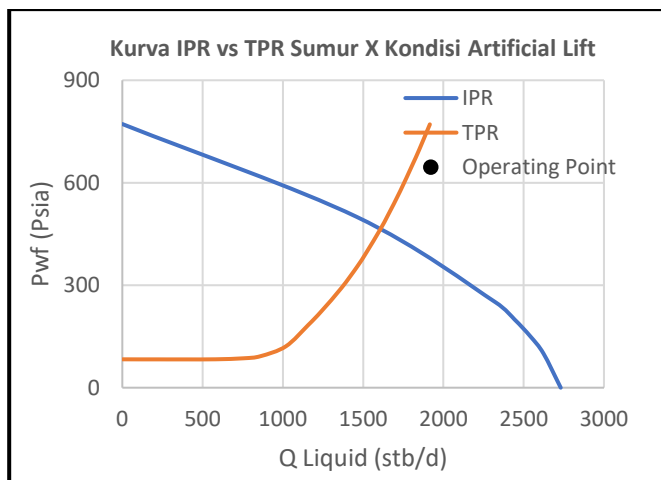
Kemudian dilakukan validasi dari Model IPR dan TPR yang telah dibuat dengan cara melakukan nodal analisis pada dasar sumur X dan membandingkannya dengan data pencatatan produksi sumur X saat pertama kali diproduksi. Apabila perpotongan antara kurva IPR dan TPR menghasilkan laju alir sebesar

1029 STB/d untuk kondisi *natural flow* dan perpotongan antara kurva IPR dan TPR menghasilkan laju alir sebesar 1613 STB/d untuk kondisi *artificial lift*, Maka model dikatakan sudah mendekati keadaan aslinya.

Berikut adalah hasil nodal analisis yang telah dilakukan.



Gambar 6 Analisa Sistem Nodal Dasar Sumur Pada Sumur X Kondisi *Natural Flow*



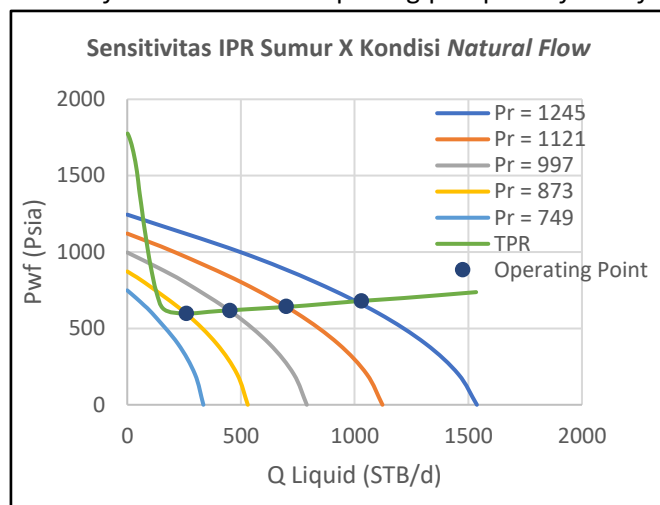
Gambar 7 Analisa Sistem Nodal Dasar Sumur Pada Sumur X Kondisi *Artificial Lift*.

Dari gambar 6 menunjukkan bahwa hasil nodal analisis mendapatkan laju alir fluida sebesar 1028 STB/d dan tekanan alir dasar sumur sebesar 678 Psia, yang berarti kurva IPR dan TPR sudah mendekati seperti keadaan asli sumur X kondisi *natural flow*.

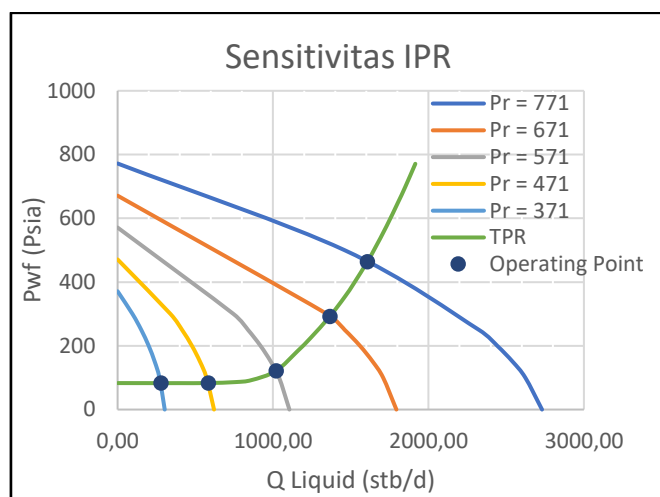
Dari gambar 7 menunjukkan bahwa hasil nodal analisis mendapatkan laju alir fluida sebesar 1606 STB/d dan tekanan alir dasar sumur sebesar 463 Psia, yang berarti kurva IPR dan TPR sudah mendekati seperti keadaan asli sumur X kondisi *artificial lift*.

Kemudian dilanjutkan dengan pembuatan kurva IPR *future* Sumur X untuk mengetahui performa sumur X apabila mengalami penurunan tekanan reservoir.

Berikut adalah hasil dari IPR *future* Sumur X kondisi *natural flow* dan setelah dipasang pompa *artificial lift*.



Gambar 8 IPR *Future* Sumur X Kondisi *Natural Flow*

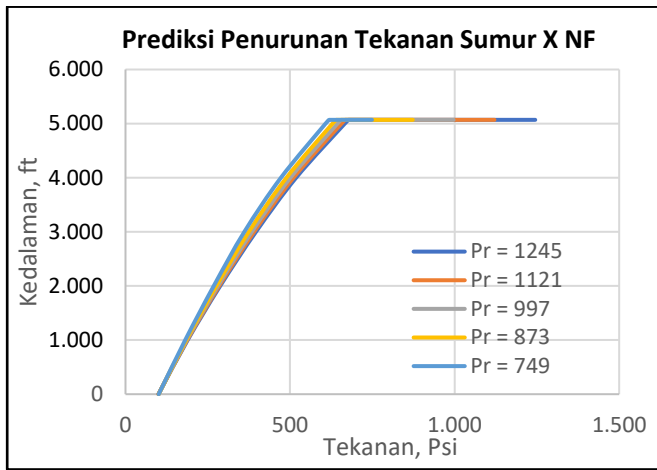


Gambar 9 IPR *Future* Sumur X Kondisi *Artificial Lift*

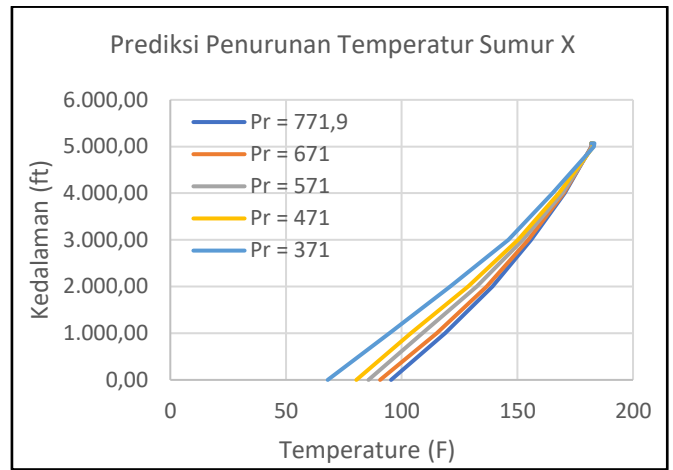
Dari gambar 8 dapat dilihat bahwa ketika tekanan reservoir menjadi 749 Psi, kurva IPR dan TPR tidak berpotongan yang menandakan bahwa sumur X tidak akan terproduksi bila tekanan reservoir mencapai 749 Psi. Tekanan reservoir paling rendah agar sumur X tetap berproduksi secara alami adalah 873 Psi.

Dari gambar 9 dapat dilihat bahwa setelah dipasang pompa *artificial lift*, sumur X mampu diproduksi sampai pada tekanan 371 psi.

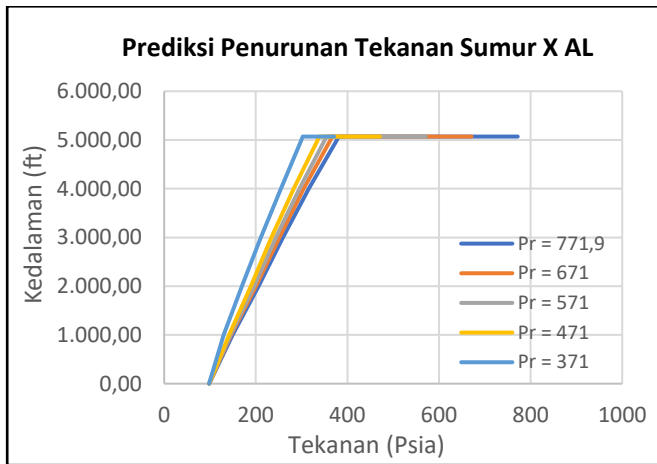
Kemudian dilakukan prediksi tekanan perkedalaman pada sumur X dalam bentuk grafik dari reservoir hingga kepala sumur dengan tekanan di kepala sumur sebesar 108 Psi pada kondisi *natural flow* dan 98.3 Psi pada kondisi *artificial lift*.



Gambar 10 Prediksi Penurunan Tekanan Sumur X Kondisi Natural Flow

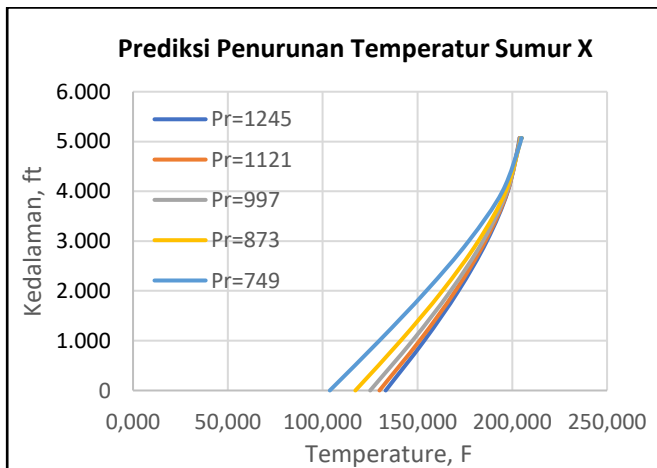


Gambar 13 Prediksi Penurunan Temperatur Sumur X Kondisi Artificial Lift



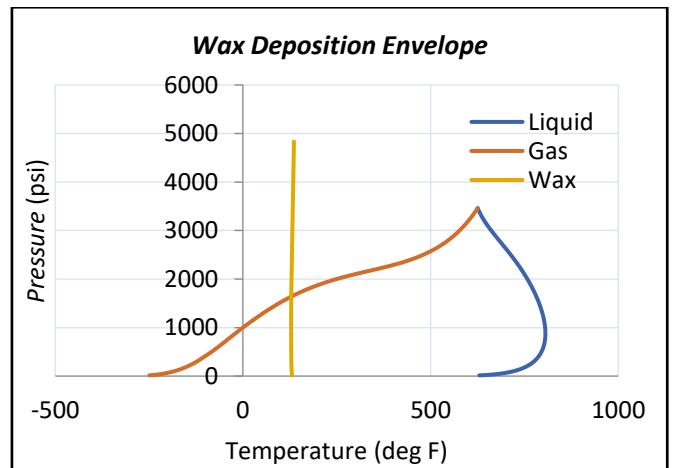
Gambar 11 Prediksi Penurunan Tekanan Sumur X Kondisi Artificial Lift

Berikut adalah hasil prediksi temperatur perkedalaman pada sumur X sepanjang rangkaian pipa produksi dari dasar sumur hingga kepala sumur.

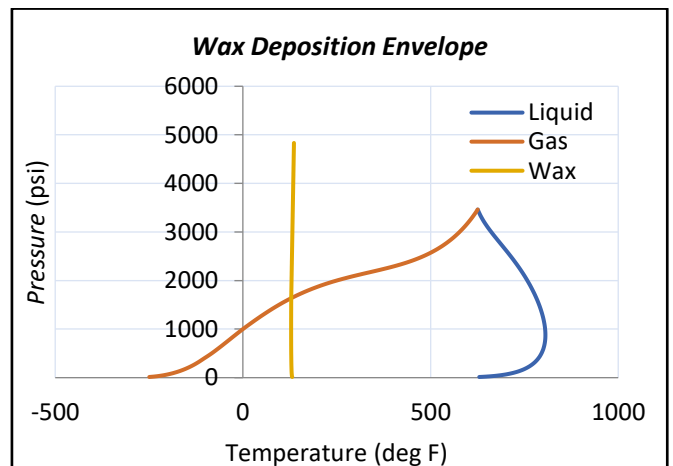


Gambar 12 Prediksi Penurunan Temperatur Sumur X Kondisi Natural Flow

Selanjutnya memprediksi titik kabut fluida dengan membuat diagram *wax deposition envelope*. Berikut adalah hasil *wax deposition envelope* dari fluida sumur X.



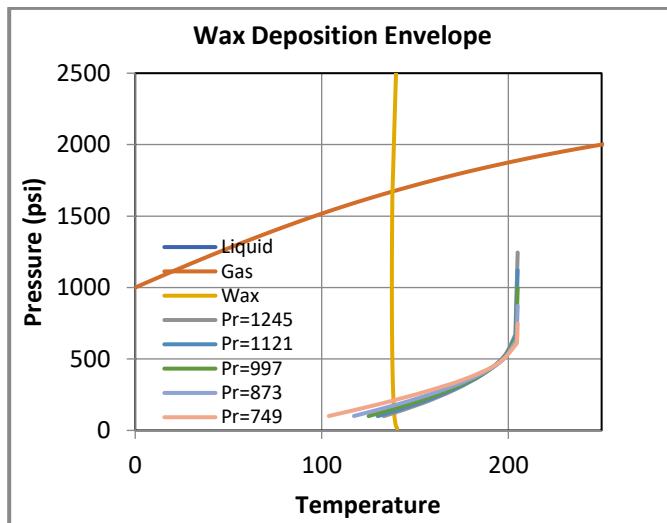
Gambar 14 Wax Deposition Envelope Fluida Sumur X Kondisi Natural Flow



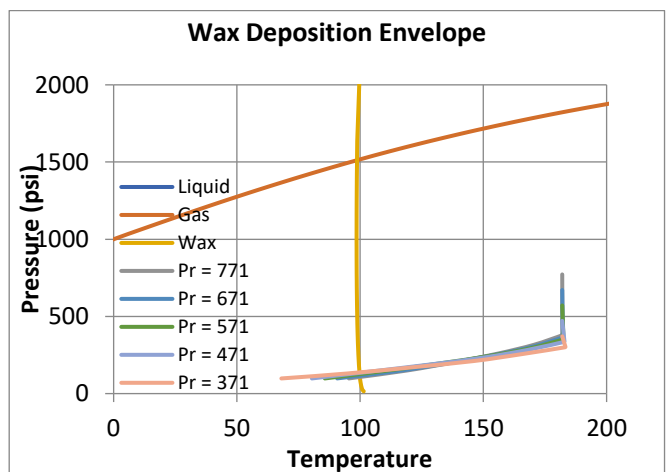
Gambar 15 Wax Deposition Envelope Fluida Sumur X Kondisi Artificial Lift

Dari gambar 14 dan gambar 15, dapat dilihat bahwa garis berwarna kuning adalah titik kabut fluida sumur X pada tekanan dan temperatur tertentu.

Setelah memprediksi titik kabut fluida sumur X saat kondisi *natural flow* maupun setelah dipasang pompa *artificial lift*, kemudian dilanjutkan dengan prediksi kedalaman terbentuknya wax pada sumur X. prediksi ini dilakukan dengan cara memplot hasil distribusi tekanan dan temperatur perkedalaman kedalam *wax deposition envelope* fluida sumur X. Berikut adalah hasil plot untuk memprediksi kedalaman terbentuknya wax pada sumur X.



Gambar 16 Prediksi Kedalaman Terbentuknya Wax Pada Sumur X Kondisi Natural Flow



Gambar 17 Prediksi Kedalaman Terbentuknya Wax Pada Sumur X Kondisi Artificial Lift

Dari gambar 16 dapat dilihat bahwa pada saat tekanan reservoir 1245 Psi, kondisi fluida sumur X melewati titik kabutnya yaitu pada temperatur 138.8 °F dan tekanan 124 Psi, yang menandakan bahwa akan timbul fase wax pada sumur X kondisi *natural flow*.

Dari gambar 17 dapat dilihat bahwa pada saat tekanan reservoir 771 Psi, kondisi fluida sumur X melewati titik kabutnya yaitu pada temperatur 139 °F dan tekanan 122 Psi, yang menandakan bahwa akan timbul fase wax pada sumur X kondisi *artificial lift*

Berikut adalah potongan tabel prediksi tekanan dan temperatur per kedalaman pada sumur X pada saat tekanan reservoir mencapai 1245 Psi kondisi *natural flow*.

Tabel 7 Potongan Prediksi Distribusi Tekanan dan Temperatur per Kedalaman Sumur X Kondisi Natural Flow

Depth (ft)	Pressure (Psia)	Temperature (°F)
280	125	138,93
279	125	138,91
278	125	138,89
277	125	138,87
276	125	138,85
275	125	138,83
274	124	138,80
273	124	138,79
272	124	138,77
271	124	138,75
270	124	138,73

Berdasarkan tabel 7, temperatur 138.8 °F dan tekanan 124 Psi ada pada kedalaman 274 ft, maka terbentuknya fase wax pada sumur X akan terjadi pada kedalaman 274 ft dari kepala sumur.

Berikut adalah potongan tabel prediksi tekanan dan temperatur per kedalaman pada sumur X pada saat tekanan reservoir mencapai 771 Psi kondisi *artificial lift*.

Tabel 8 Potongan Prediksi Distribusi Tekanan dan Temperatur per Kedalaman per Kedalaman Sumur X Kondisi Artificial Lift

Depth (ft)	Pressure (Psia)	Temperatur (°F)
500	123,74	139,51
499	123,69	139,49
498	123,64	139,46
497	123,59	139,44
496	123,54	139,42
495	122,19	139,40
494	121,94	139,38
493	121,89	139,35
492	121,84	139,33
491	121,29	139,31
490	121,24	139,29

Berdasarkan tabel 8, temperatur 139.4 °F dan tekanan 122.1 Psi ada pada kedalaman 274 ft, maka terbentuknya fase wax pada sumur X akan terjadi pada kedalaman 495 ft dari kepala sumur.

Kemudian dilakukan perbandingan data komposisional untuk menentukan komposisi fluida yang paling berpengaruh terhadap pembentukan wax. Perbandingan dilakukan menggunakan data komposisional Sumur X pada tabel 6, data komposisi 1 pada tabel 9 serta data komposisional 2 pada tabel 10 yang ada pada lampiran.

Berdasarkan tabel 12 pada lampiran dapat dilihat bahwa pembentukan wax pada sumur X kondisi *natural flow* terjadi lebih cepat pada data komposisional sumur 2 dan pembentukan wax paling lambat terjadi pada data komposisional 1.

Berdasarkan tabel 13 pada lampiran juga dapat dilihat bahwa pembentukan wax pada sumur X kondisi *artificial lift* terjadi lebih cepat pada data komposisional sumur 2 dan pembentukan wax paling lambat terjadi pada data komposisional 1. Sehingga dapat disimpulkan bahwa faktor yang paling mempengaruhi pembentukan wax pada data komposisional fluida jika kita mengacu pada tabel 11 adalah senyawa dengan molekul C16 – C60.

V. KESIMPULAN

Dari hasil penelitian yang telah dilakukan, dapat ditarik kesimpulan bahwa terdapat potensi munculnya fase wax pada sumur X dengan kondisi *natural flow* yaitu pada saat kondisi sumur X melewati titik kabutnya pada temperature 138.8 °F dan tekanan 124 Psi di kedalaman 274 ft dari kepala sumur. Sedangkan untuk kondisi sudah terpasang pompa *artificial lift* sumur X melewati titik kabutnya pada temperature 138.8 °F dan tekanan 124 Psi di kedalaman 274 ft dari kepala sumur.

Sedangkan saat dilakukan perbandingan data komposisional sumur X dengan data Komposisional 1 dan data komposisional 2 untuk mengetahui faktor apa yang mempengaruhi terbentuknya wax jika dilihat dari data komposisional fluida didapatkan hasil bahwa faktor yang paling mempengaruhi pembentukan wax adalah senyawa dengan molekul C16 – C60. Hal ini didasari karena pembentukan wax paling cepat terjadi pada Data komposisional Sumur 2 dengan jumlah kandungan C60 yang tinggi, sedangkan pembentukan wax yang paling lambat terjadi pada data

komposisional sumur 1 dengan kandungan C60 yang lebih sedikit dibandingkan data komposisional sumur X dan data komposisional 2.

UCAPAN TERIMAKASIH

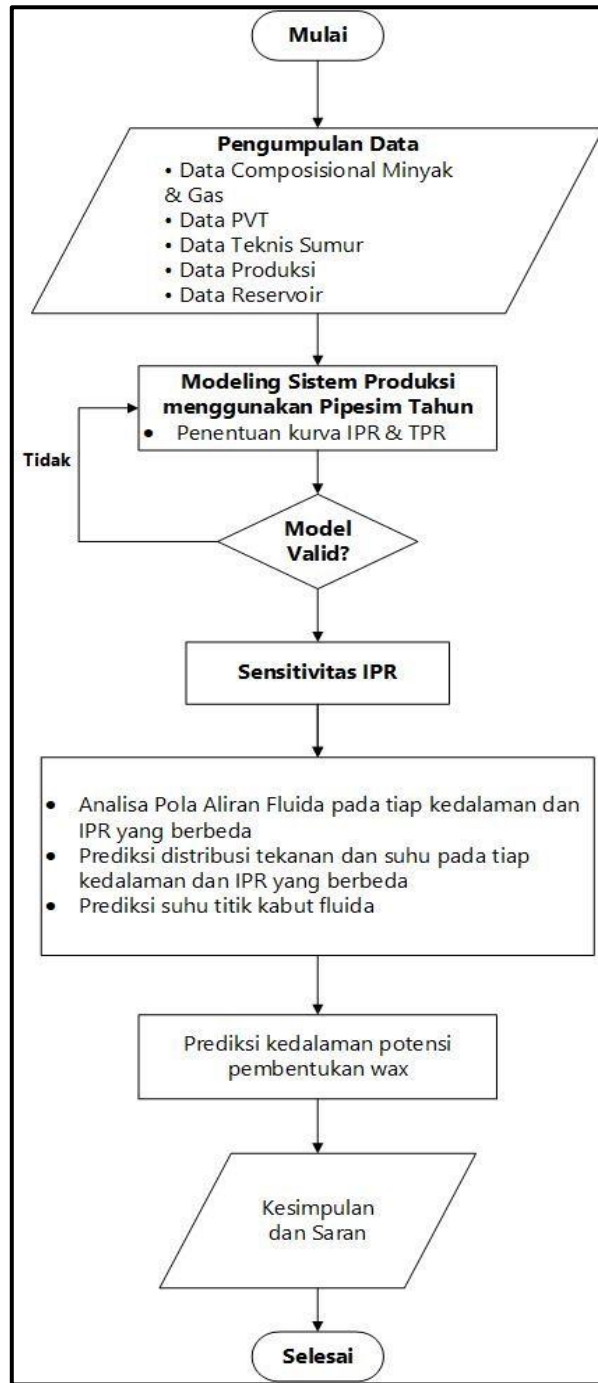
Penulis ucapkan terima kasih kepada pihak keluarga penulis, Bapak Ir. Aries Prasetyo, M.T selaku dosen pembimbing penulis, serta teman – teman yang membantu penulis dalam menyelesaikan penelitian ini. Dan penulis berharap semoga penelitian ini bisa bermanfaat bagi orang banyak.

V. Daftar Pustaka

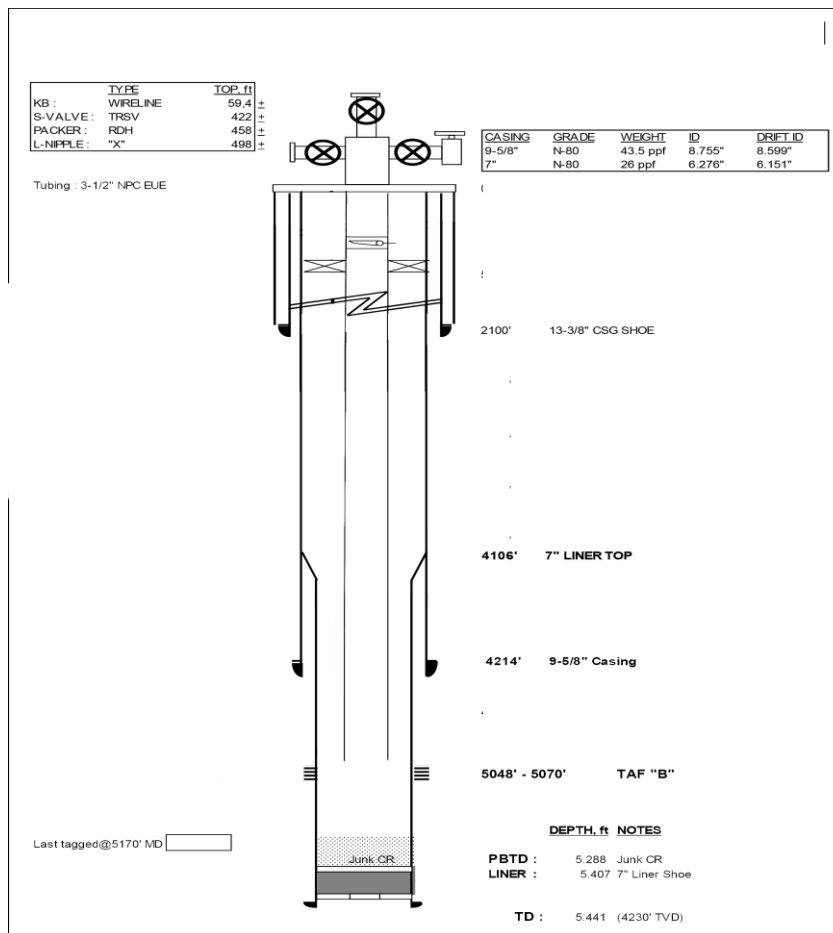
- Adiwibowo, P. (2010). Karakteristik Flow Pattern Pada Aliran Gas-Cairan Melewati Pipa Vertikal. *Jurnal Teknik Industri*, Vol. 11, No.2.
- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook 4th Edition*. Gulf Professional Publishing.
- Altgelt, K. (1994). *Composition and Analysis of Heavy Petroleum Fraction*. New York: M. Dekker.
- Alves, I., Alhanati, F., & Shoham, O. (1992). A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines. *Society of Petroleum Engineer*, 7.
- Ansyori, M. (2016). *Flow Assurance pada Produksi MIGAS, Masalah dan Penanggulannya, Forum Teknologi*. Vol.6 No.4 . PPSDM MIGAS.
- Ati, E. (2016). *Alternatif Strategi Penanggulangan Masalah Waxy Parafin Pada Tubing Sumur Yang Memproduksi Minyak Parafinik*. *Forum Teknologi Vol. 6 No.1*. PPSDM MIGAS.
- Beggs, H. (1991). *Production Optimization: Using Nodal Analysis*. OGCI Publication.
- Brown, K. (1984). *The Technology of Artificial Lift Methods Volume 4*. Pennwell Corporation.
- Cholet, H. (2008). *Well Production Practical Handbook*. Editions Technip.
- Corral, N. (2014). *Analysis of Two-Phase Pattern Maps*. Brno University of Technology.
- De Ghetto, G., & Villa, M. (1994). Reliability Analysis on PVT Correlations. *European Petroleum Conference*. London : Society Petroleum Engineer.

- Economides, J., & Hill, D. (1994). *Petroleum Production System*. New Jersey: Prentice Hall PTR.
- John A. Dutton e-Education Institute. (2018). *Characterization Factors*. PennState College of Earth and Mineral Sciences.
- Moniem, M. A., & El-Banbi, A. (2015). Proper Selection of Multiphase Flow Correlations. *SPE North Africa Technical Conference and Exhibition*. Cairo: Society Of Petroleum Engineers.
- Orkiszewski, J. (1967). Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe.
- Shell. (2007). *Manual : Gas/Liquid Separators - Type Selection and Design Rules*.
- Vina, E. (2020, 08 05). *Inflow Performance Relationship (IPR)*. Diambil kembali dari Academia.edu:
https://www.academia.edu/36103021/Inflow_Performance_Relationship_

LAMPIRAN



Gambar 18 Metodologi Penelitian



Tabel 9 Data Komposisional Fluida 1

Komposisi 1	
Komposisi	Nilai (%)
H2S	0
CO2	14,37
N2	0,26
C1	15,48
C2	9,28
C3	10,45
iC4	5,2
nC4	4,79
iC5	3,31
nC5	3,02
C6	15,39
C7+	13,48
C16	4,98

Tabel 10 Data Komposisional Fluida 2

Komposisi 2	
Komposisi	Nilai (%)
H2S	0
CO2	5,2
N2	0,22
C1	12,11
C2	2,16
C3	7,2
iC4	3,75
nC4	5,06
iC5	3,92
nC5	3,13
C6	7,14
C7+	9,48
C12	13,11
C16	27,52

Tabel 11 Perbandingan Data Komposisional Fluida

Komposisi 1		Komposisi Sumur X		Komposisi 2	
Komposisi	Nilai (%)	Komposisi	Nilai (%)	Komposisi	Nilai (%)
H2S	0	H2S	0	H2S	0
CO2	14,37	CO2	-	CO2	5,2
N2	0,26	N2	0,12	N2	0,22
C1	15,48	C1	9,69	C1	12,11
C2	9,28	C2	5,75	C2	2,16
C3	10,45	C3	3,22	C3	7,2
iC4	5,2	iC4	1,8	iC4	3,75
nC4	4,79	nC4	6,66	nC4	5,06
iC5	3,31	iC5	13,86	iC5	3,92
nC5	3,02	nC5	3,86	nC5	3,13
C6	15,39	C6	2,19	C6	7,14
C7+	13,48	C7+	0,55	C7+	9,48
C16	4,98	C16	52,3	C12	13,11
				C16	27,52

Tabel 12 Hasil Perbandingan Komposisi Data Kondisi Natural Flow

Pr (Psia)	Komposisi 1			Komposisi Sumur X			Komposisi 2		
	Terbentuknya Wax			Terbentuknya Wax			Terbentuknya Wax		
	Press. (Psia)	Temp (F)	Depth (ft)	Press. (Psia)	Temp (F)	Depth (ft)	Press. (Psia)	Temp (F)	Depth (ft)
1245	-	-	-	124	138,8	274	118	137	190
1121	-	-	-	136	138,7	414	128	136,7	320
997	105	206	40	150	138,6	607	145	136,2	500
873	130	126	370	174	138,5	690	167	136,1	790

Tabel 13 Hasil Perbandingan Komposisi Data Kondisi Artificial Lift

Pr	Komposisi 1			Komposisi Sumur X			Komposisi 2		
	Terbentuknya Wax			Terbentuknya Wax			Terbentuknya Wax		
	Press. (Psia)	Temp (F)	Depth (ft)	Press. (Psia)	Temp (F)	Depth (ft)	Press. (Psia)	Temp (F)	Depth (ft)
1245	-	-	-	122	139,4	495	118	137	190
1121	-	-	-	128	139,4	675	128	136,7	320
997	105	206	40	140	139,3	944	145	136,2	500
873	130	126	370	160	139,20	1110	167	136,1	790
749	165	125	820	172	139,20	1328	205	136	1250