

EVALUASI KOMPARATIF METODE ASTM D-97 DAN ASTM D-5853 DALAM PENGUJIAN *POUR POINT DEPRESSANT* PADA *CRUDE OIL* SUMUR TUA

Pradini Rahalintar^{1*}, Diyah Rosiani¹

¹Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jl. Gajah Mada No.38, Cepu, Blora, 58315

^{*}E-mail: pradini.rahalintar@esdm.go.id

ABSTRAK

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis karakteristik crude oil dari sumur tua dan mengevaluasi efektivitas *Pour Point Depressant* (PPD) dalam menurunkan titik tuang menggunakan metode ASTM D-97 dan ASTM D-5853. Empat sampel crude oil diuji meliputi pengukuran density, specific gravity, API gravity, BS&W, viskositas kinematik, dan pour point. Hasil pengujian menunjukkan sampel 3 tergolong minyak ringan, sampel 1 dan 2 termasuk minyak sedang, sedangkan sampel 4 tergolong minyak berat. Kandungan BS&W pada semua sampel di bawah 0,5% memenuhi standar yang dapat diterima. Pengujian viskositas kinematik mengindikasikan sampel 4 memiliki viskositas tertinggi (25,6 cSt) dibandingkan sampel lainnya (2,7-3,1 cSt). Perbandingan metode ASTM D-97 dan ASTM D-5853 menunjukkan perbedaan signifikan, dimana ASTM D-97 lebih tepat untuk menilai kemampuan aliran minyak pada suhu rendah, sedangkan ASTM D-5853 lebih relevan untuk evaluasi kualitas bahan bakar. Penambahan PPD menunjukkan hasil bervariasi dalam menurunkan titik tuang. PPD 24 terbukti paling efektif dibandingkan PPD F1, F2, dan F3 dengan penurunan optimal pada konsentrasi tinggi (800 ppm). Analisis ekonomi menunjukkan PPD 24 lebih ekonomis dengan total biaya Rp. 77.985.760 per bulan dibandingkan PPD F1 sebesar Rp. 141.452.550. Dengan demikian, PPD 24 direkomendasikan untuk aplikasi industri minyak mentah karena efisiensi ekonomi dan kemampuan optimal dalam meningkatkan aliran minyak pada suhu rendah.

Kata kunci: ASTM D-97, ASTM D-5853, *Pour Point Depressant*, *Crude Oil*, *Flow Assurance*, *Mature Fields*, *Wax Deposition*

1. PENDAHULUAN

Industri minyak dan gas di Indonesia memiliki peran strategis dalam perekonomian negara dengan kontribusi sekitar 15-20% terhadap Pendapatan Negara Bukan Pajak (PNBP) dan merupakan penyedia utama energi domestik [1]. Salah satu tantangan utama yang dihadapi adalah pengelolaan lapangan-lapangan tua (mature fields), seperti yang terdapat di wilayah Cepu. Lapangan tua ini telah beroperasi selama puluhan tahun dengan cadangan minyak yang menipis dan karakteristik fluida reservoir yang kompleks. Dalam kondisi ini, diperlukan upaya optimalisasi transportasi dan penanganan minyak mentah untuk menjaga efisiensi operasional. Salah satu parameter penting yang perlu diperhatikan adalah pour point, yaitu suhu terendah dimana minyak mentah masih dapat mengalir.

Selama ini, pengujian pour point di lapangan minyak tua umumnya menggunakan metode ASTM D-97 yang telah lama digunakan karena prosedurnya sederhana dan dapat diandalkan untuk berbagai jenis minyak mentah [2]. Namun, dengan semakin tingginya kebutuhan akan informasi yang lebih akurat dan spesifik, khususnya dalam konteks penyimpanan dan pengiriman minyak mentah, metode ASTM D-5853 mulai menarik perhatian. Metode ini dirancang untuk memberikan hasil yang lebih presisi dengan mempertimbangkan faktor

lingkungan dan komposisi minyak mentah, serta menggunakan laju pendinginan yang lebih terkontrol sehingga dapat mendeteksi pembentukan kristal parafin dengan lebih akurat.

Metode pengujian pour point seperti ASTM D-97 dan ASTM D-5853 menjadi penting dalam menentukan performa Pour Point Depressant (PPD). Kedua metode ini memberikan parameter penting untuk memastikan kelancaran aliran minyak mentah, terutama dalam kondisi suhu lingkungan rendah [3]. PPD berfungsi untuk menurunkan titik tuang minyak mentah dengan mencegah pembentukan kristal parafin pada suhu rendah, sehingga memudahkan transportasi dan penyimpanan. PPD bekerja dengan mengganggu pembentukan struktur kristal lilin melalui mekanisme co-crystallization, dimana molekul aditif berikatan dengan kristal parafin dan mencegah pembentukan jaringan kristal tiga dimensi yang dapat menghambat aliran minyak [4].

Penelitian sebelumnya telah banyak membahas karakteristik minyak mentah dan penggunaan PPD. Pasasa et al. [5] melakukan studi untuk meningkatkan aliran fluida reservoir dengan titik tuang rendah sebesar 33°C dan menemukan bahwa penurunan pour point terjadi secara linear dengan bertambahnya konsentrasi PPD. Sun et al. [6] membuktikan bahwa injeksi low-dosage chemical additives dapat menurunkan temperatur Wax Appearance Temperature (WAT) dari 50°C menjadi 5°C, dengan efektivitas yang lebih tinggi pada kondisi kandungan air yang lebih sedikit. Prasad [7] juga menunjukkan bahwa injeksi PPD dapat meningkatkan pour point minyak mentah untuk mengurangi masalah lilin dan deposit parafin akibat penurunan suhu saat distribusi minyak mentah ke tangki penyimpanan. Namun, penelitian-penelitian tersebut umumnya hanya berfokus pada karakteristik dasar minyak mentah atau penggunaan satu jenis PPD tanpa mempertimbangkan perbandingan metode pengujian yang berbeda serta evaluasi ekonomi dari berbagai alternatif PPD yang tersedia di pasaran.

Dalam konteks ini, penelitian mengenai efek PPD terhadap hasil pengujian pour point menggunakan kedua metode (ASTM D-97 dan ASTM D-5853) dengan membandingkan berbagai jenis PPD secara komprehensif belum banyak dilakukan, khususnya untuk crude oil dari lapangan tua di Indonesia. Berdasarkan latar belakang tersebut, penelitian ini difokuskan pada beberapa permasalahan utama. Pertama, bagaimana karakteristik crude oil dari sumur tua dilihat dari pengujian BS&W (Basic Sediment and Water), Kinematic Viscosity, Pour Point, dan Specific Gravity yang akan memberikan gambaran komprehensif mengenai kualitas minyak mentah. Kedua, bagaimana pengaruh penambahan Pour Point Depressant (PPD) terhadap parameter-parameter penting seperti Density/Specific Gravity, Kinematic Viscosity, dan Pour Point yang akan mengindikasikan efektivitas aditif dalam memodifikasi sifat aliran minyak. Ketiga, bagaimana kinerja dan perbedaan hasil pengujian pour point menggunakan metode ASTM D-97 dan ASTM D-5853 yang akan menentukan metode mana yang lebih sesuai untuk aplikasi tertentu. Keempat, bagaimana menentukan kriteria PPD yang menghasilkan kinerja optimal berdasarkan pengujian Pour Point dari aspek teknis maupun ekonomis untuk memberikan rekomendasi praktis bagi industri.

Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan untuk membandingkan performa beberapa jenis PPD (PPD 24, F1, F2, dan F3) dalam menurunkan pour point crude oil dari sumur tua di wilayah Cepu, membandingkan hasil uji pour point berdasarkan metode ASTM D-97 dan ASTM D-5853 untuk menentukan metode yang paling sesuai dengan karakteristik minyak mentah lokal, mengetahui konsentrasi PPD yang optimal untuk diinjeksikan ke dalam crude oil dengan mempertimbangkan keseimbangan antara efektivitas teknis dan biaya operasional, serta menganalisis aspek ekonomi penggunaan PPD untuk aplikasi industri guna memberikan rekomendasi yang dapat diimplementasikan secara praktis di lapangan. Manfaat yang diharapkan dari penelitian ini adalah memberikan panduan kepada praktisi dan peneliti dalam memilih metode pengujian Pour Point yang lebih sesuai dengan kondisi minyak mentah di Indonesia, meningkatkan kemampuan berpikir kritis, analitis, dan solutif dalam menyelesaikan

tantangan teknis di bidang karakteristik fluida reservoir minyak dan gas, serta memberikan kontribusi dalam pengembangan prosedur penelitian yang relevan untuk pengelolaan minyak mentah di Indonesia guna mendukung efisiensi produksi dan mengurangi risiko operasional terkait masalah flow assurance.

Crude oil terdiri dari berbagai senyawa hidrokarbon yang diklasifikasikan berdasarkan sifat fisiknya. Kepadatan (density) minyak mentah adalah parameter penting yang mempengaruhi kualitas dan pengolahan minyak, dimana minyak ringan memiliki densitas yang rendah dan nilai API yang lebih tinggi [8]. Berdasarkan berat jenis, minyak mentah dibagi menjadi tiga kategori utama yaitu minyak ringan dengan berat jenis kurang dari 0,835 yang umumnya lebih mudah diolah dan memiliki nilai ekonomi lebih tinggi, minyak sedang dengan berat jenis antara 0,835 hingga 0,865 yang merupakan kategori paling umum di Indonesia, dan minyak berat dengan berat jenis lebih dari 0,865 yang memerlukan penanganan khusus karena viskositasnya yang tinggi dan kandungan komponen berat yang lebih banyak [9].

Viskositas adalah ukuran resistensi fluida terhadap aliran yang sangat penting dalam industri minyak untuk menentukan bagaimana minyak akan mengalir dari reservoir ke fasilitas permukaan [10]. Black oil memiliki viskositas tinggi dan kandungan sulfur yang signifikan, yang menyebabkan aliran minyak dalam reservoir menjadi lebih lambat dan memerlukan teknologi khusus seperti pemanasan atau Enhanced Oil Recovery (EOR) untuk meningkatkan produksi [11]. Karakteristik black oil juga mencakup API gravity yang rendah, sering kali kurang dari 20°, serta kandungan asphaltenes yang tinggi yang dapat meningkatkan kompleksitas proses pemrosesan dan menimbulkan masalah korosi di kilang minyak.

Pour point adalah suhu terendah dimana minyak masih dapat mengalir, parameter ini sangat penting untuk menentukan performa minyak mentah dalam kondisi suhu rendah seperti saat penyimpanan dan transportasi di wilayah beriklim dingin atau pada operasi offshore [2]. Pour Point Depressant (PPD) adalah bahan kimia yang digunakan untuk menurunkan pour point minyak mentah dengan mencegah pembentukan kristal parafin pada suhu rendah [12]. Penggunaan PPD telah terbukti efektif dalam meningkatkan efisiensi transportasi minyak di jalur pipa, terutama di wilayah dengan suhu rendah, dengan bekerja melalui mekanisme modifikasi morfologi kristal parafin sehingga kristal yang terbentuk lebih kecil dan tidak saling berikatan membentuk struktur gel yang dapat menghambat aliran.

Metode ASTM D-97 mengukur suhu terendah dimana minyak masih dapat mengalir dengan prosedur pendinginan bertahap dan pengamatan terhadap aliran minyak setiap penurunan 3°C [2]. Metode ini lebih sederhana, memerlukan waktu pengujian yang lebih singkat, dan cocok untuk mengevaluasi kemampuan aliran minyak pada suhu rendah dalam aplikasi operasional seperti menentukan suhu minimum operasional pipeline dan fasilitas penyimpanan. Sebaliknya, metode ASTM D-5853 mengukur suhu saat minyak mulai tampak keruh atau mengendap partikel padat kecil selama proses pendinginan dengan prosedur yang lebih kompleks, menggunakan laju pendinginan yang lebih lambat dan terkontrol, serta waktu observasi yang lebih panjang [13]. Metode ini lebih relevan untuk menilai kualitas bahan bakar, terutama diesel yang digunakan di lingkungan dingin, dan memberikan informasi yang lebih detail mengenai karakteristik pembentukan kristal parafin yang penting untuk studi fundamental dan pengembangan formulasi PPD.

Basic Sediment and Water (BS&W) adalah pengukuran kandungan air dan sedimen dalam minyak mentah menggunakan metode sentrifugasi berdasarkan ASTM D96 yang merupakan standar yang sering digunakan untuk memisahkan air dan sedimen dari minyak [14]. Kandungan BS&W yang tinggi dapat menyebabkan kerusakan pada peralatan transportasi dan pengolahan minyak, meningkatkan risiko korosi, mengurangi efisiensi pemompaan, dan menurunkan kualitas produk akhir. Standar industri umumnya mensyaratkan kandungan BS&W kurang dari 0,5% untuk minyak mentah yang akan diproses atau ditransportasikan.

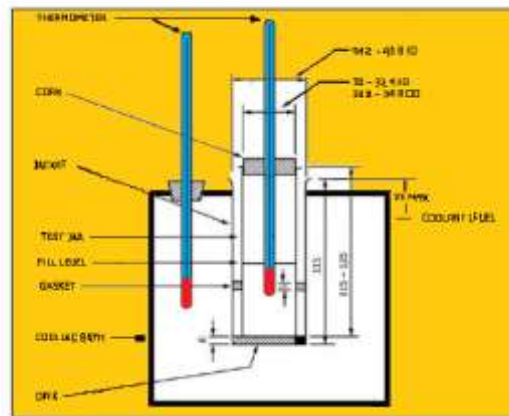
2. METODE

Penelitian ini bersifat kuantitatif dengan eksperimen yang dilakukan di laboratorium Politeknik Energi dan Mineral Akamigas. Penelitian mencakup pengumpulan data empiris yang diolah dan dianalisis untuk memberikan kesimpulan terkait karakteristik crude oil dan efektivitas PPD dalam menurunkan pour point. Data hasil eksperimen diolah menggunakan perangkat lunak Microsoft Excel dan perhitungan analitik.

A. Alat dan Bahan

a.1. Alat

1. Kinematic Viscosity Analyzer KV 3000 untuk mengukur viskositas kinematik minyak mentah
2. BS&W (Basic Sediment and Water) Analyzer untuk mengukur kandungan sedimen dasar dan air pada crude oil
3. Pour Point Apparatus (Cooling bath) untuk menentukan suhu titik tuang minyak sesuai standar ASTM
4. Density Meter/Piknometer untuk mengukur densitas dan specific gravity



Gambar 1. Pour Point Apparatus (Cooling bath)

a.2. Bahan

1. Empat sampel Crude Oil dari sumur tua wilayah Cepu
2. Pour Point Depressant tipe: PPD 24, F1, F2, dan F3
3. Oli berbagai merk untuk perbandingan
4. Toluene sebagai pelarut



Gambar 2. Bahan yang Digunakan

B. Prosedur Penelitian

B.1. Persiapan Sampel

Sampel crude oil disiapkan dengan dan tanpa PPD sesuai jumlah yang diperlukan. Konsentrasi PPD yang digunakan divariasikan pada 400 ppm, 600 ppm, dan 800 ppm untuk mengevaluasi efektivitas pada berbagai tingkat konsentrasi.

B.2. Pengujian Karakteristik Awal

Density meter digunakan untuk menentukan densitas dan specific gravity sampel minyak pada temperatur standar. Viscosity Analyzer KV 3000 digunakan untuk mengukur viskositas kinematik pada temperatur standar sesuai metode ASTM D445. BS&W Analyzer digunakan untuk mengukur kandungan air dan sedimen menggunakan metode sentrifugasi berdasarkan ASTM D96. Sampel crude oil disentrifugasi dan kandungan air serta sedimen diukur secara volumetrik.

B.3. Pengujian Pour Point Metode ASTM D-97

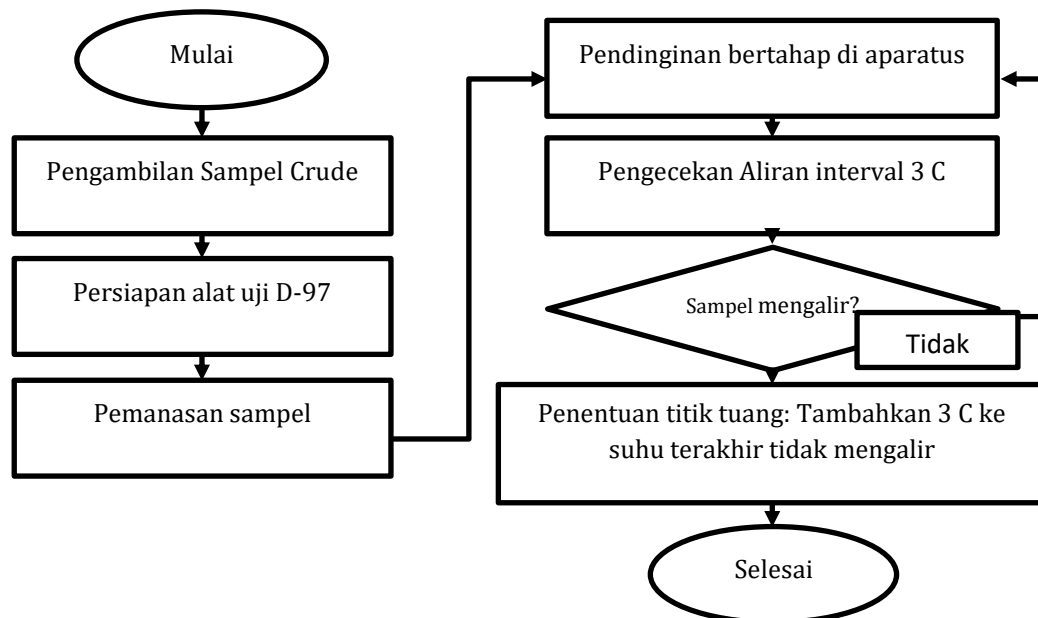
Prosedur pengujian pour point metode ASTM D-97:

1. Sampel crude oil ditempatkan dalam test jar dan dipanaskan terlebih dahulu
2. Sampel didinginkan secara bertahap dalam cooling bath
3. Setiap penurunan 3°C, test jar dimiringkan untuk mengamati aliran minyak
4. Pour point dicatat sebagai suhu terendah dimana minyak masih dapat mengalir ditambah 3°C
5. Pengujian dilakukan duplo untuk memastikan akurasi

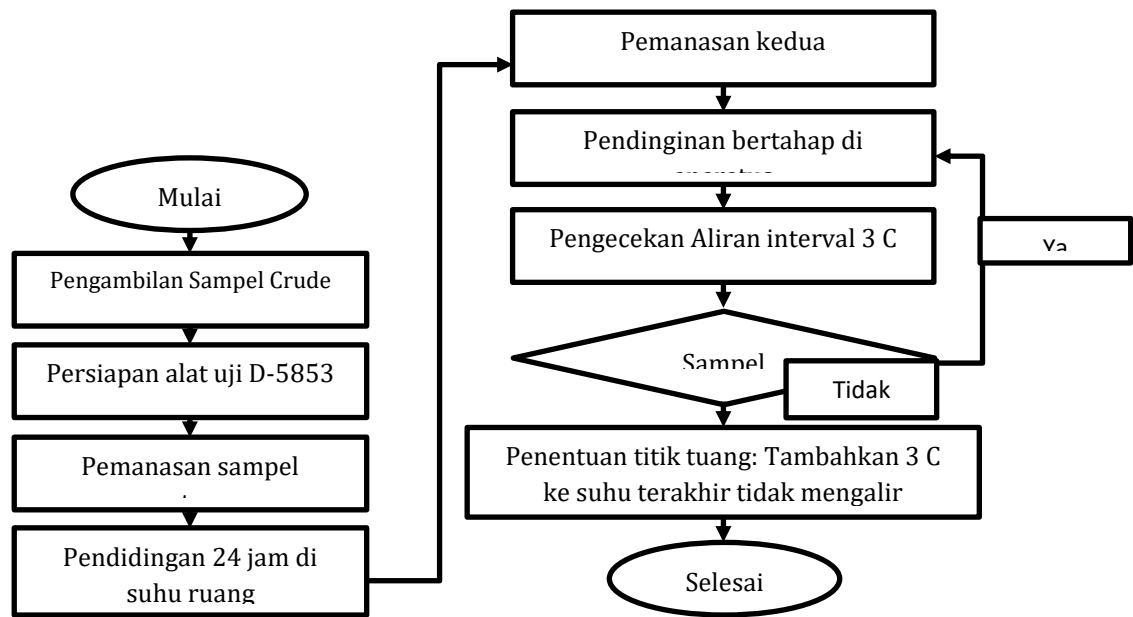
B.4. Pengujian Pour Point Metode ASTM D-5853

Prosedur pengujian pour point metode ASTM D-5853:

1. Sampel crude oil dipanaskan hingga suhu tertentu di atas pour point
2. Sampel didinginkan dengan laju pendinginan terkontrol yang lebih lambat
3. Pengamatan dilakukan dengan interval waktu lebih panjang
4. Cloud point dan pour point diamati dan dicatat
5. Metode ini memberikan hasil lebih presisi untuk evaluasi kualitas bahan bakar



Gambar 3. Prosedur ASTM D-97



Gambar 4. Prosedur ASTM D-5853

B.5 Pengujian dengan Penambahan PPD

1. PPD dengan berbagai jenis (PPD 24, F1, F2, F3) ditambahkan ke crude oil dengan konsentrasi 400, 600, dan 800 ppm
2. Sampel dihomogenisasi dengan pencampuran mekanis
3. Density, viskositas kinematik, dan pour point diukur kembali menggunakan metode yang sama
4. Hasil dibandingkan dengan base case (tanpa PPD)

B.6 Pengujian dengan Penambahan Oli

Sebagai perbandingan dan alternatif ekonomis, oli pelumas ditambahkan ke crude oil dengan prosedur:

1. Oli dengan berbagai merk ditambahkan ke sampel crude oil
2. Pengujian dilakukan dalam dua kondisi: crude oil dipanaskan dan oli dipanaskan
3. Pour point diukur dan dibandingkan dengan base case

3. PEMBAHASAN

A. Karakteristik Crude Oil – Density, Specific Gravity, dan API Gravity

Hasil pengujian density, specific gravity (SG), dan API gravity dari empat sampel crude oil menunjukkan karakteristik yang berbeda-beda. Sampel 1 memiliki density 0,84 g/cm³, SG 0,84, dan API gravity 35,97°API, tergolong minyak sedang. Sampel 2 menunjukkan karakteristik serupa dengan density 0,84 g/cm³, SG 0,84, dan API gravity 36,53°API, juga termasuk kategori minyak sedang.

Tabel 1. Densitas dan API Bahan yang Digunakan

Parameter	Sampel 1	Sampel 2	Sampel 3	Sampel 4	PPD24	F1	F2	F3
Density	0,84	0,84	0,81	0,95	0,86	0,87	0,87	0,86
API	35,97	36,53	41,73	17,45	32,01	30,28	30,88	32,77

Klasifikasi	Medium	Medium	Light	Heavy	-	-	-	-
Sumur	SMG	SMG	LDK	SRM	-	-	-	-

**Keterangan:*

Data density dan API gravity untuk Sampel 1-4 merupakan karakteristik crude oil murni (100% tanpa penambahan PPD). Data PPD24, F1, F2, dan F3 menunjukkan karakteristik fisik dari masing-masing jenis Pour Point Depressant yang digunakan.

Karakteristik minyak dari Sampel 1 dan 2 menunjukkan sifat paraffinic yang cukup signifikan, yang menjadi salah satu alasan pentingnya penggunaan PPD untuk memfasilitasi produksi dan transportasi. Sampel 3 memiliki density terendah yaitu 0,81 g/cm³, SG 0,82, dan API gravity tertinggi 41,73°API, mengklasifikasikannya sebagai minyak ringan. Sebaliknya, sampel 4 menunjukkan density tertinggi 0,95 g/cm³, SG 0,95, dan API gravity terendah 17,45°API, mengindikasikan karakteristik minyak berat.

Klasifikasi ini konsisten dengan standar industri dimana minyak ringan memiliki berat jenis < 0,835, minyak sedang berkisar 0,835-0,865, dan minyak berat > 0,865 [9]. Perbedaan karakteristik ini sangat mempengaruhi strategi pengolahan dan transportasi crude oil, dimana minyak berat memerlukan penanganan khusus karena viskositasnya yang tinggi dan kecenderungan untuk membentuk deposit parafin. Karakteristik PPD yang diuji menunjukkan density dalam rentang 0,86-0,87 g/cm³ dengan API gravity 30-33°API, mengklasifikasikan semuanya sebagai fluida medium-heavy. Density ini mempengaruhi cara pencampuran dan dispersi PPD dalam crude oil, dimana PPD dengan density yang mendekati crude oil target akan lebih mudah tercampur homogen dan terdispersi merata.

B. Kandungan BS&W

Pengujian BS&W menggunakan metode sentrifugasi berdasarkan ASTM D96 menunjukkan hasil yang memuaskan untuk ketiga sampel yang diuji. Sampel 1 memiliki kandungan endapan 0,25% dan air 0,025%, dengan total BS&W 0,28%. Sampel 2 menunjukkan kandungan endapan 0,025% dan air 0,5%, dengan total BS&W 0,5%. Sampel 3 memiliki kandungan endapan 0,05% dan air 0,25%, dengan total BS&W 0,30%.

Semua sampel memenuhi standar industri yang mensyaratkan kandungan BS&W kurang dari 0,5% [14]. Kandungan air dan sedimen yang rendah ini mengindikasikan bahwa crude oil dari sumur tua di wilayah Cepu masih memiliki kualitas yang baik untuk diproses lebih lanjut tanpa memerlukan treatment khusus untuk pemisahan air dan sedimen. Hal ini penting karena kandungan BS&W yang tinggi dapat menyebabkan korosi pada peralatan, mengurangi efisiensi pemompaan, dan menurunkan kualitas produk akhir.

Tabel 2. Kandungan BS&W

Sampel 1		Sampel 2		Sampel 3	
Endapan	Water	Endapan	Water	Endapan	Water
0.25	0.025	0.025	0.5	0.05	0.25
0.28%		0.5%		0.30%	

C. Kinematic Viscosity

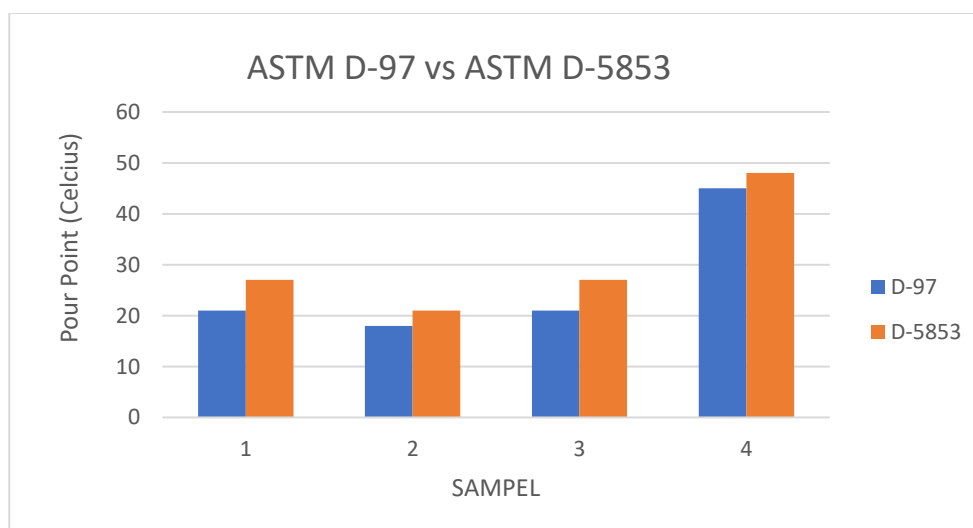
Hasil pengujian viskositas kinematik menunjukkan perbedaan signifikan antar sampel. Sampel 1 dan 2 memiliki viskositas kinematik yang sama yaitu 3,1 cSt, sampel 3 sedikit lebih rendah dengan 2,7 cSt, sedangkan sampel 4 memiliki viskositas jauh lebih tinggi yaitu 25,6 cSt.

Viskositas tinggi pada sampel 4 konsisten dengan karakteristiknya sebagai minyak berat dengan density tinggi. Viskositas yang tinggi ini menimbulkan tantangan operasional dalam hal pemompaan dan transportasi, terutama pada suhu rendah dimana viskositas akan semakin meningkat. Hal ini menekankan pentingnya penggunaan PPD untuk menurunkan pour point dan memperbaiki aliran minyak, khususnya untuk crude oil dengan viskositas tinggi seperti sampel 4. Perbedaan viskositas yang signifikan ini juga mempengaruhi strategi Enhanced Oil Recovery (EOR) yang akan diterapkan. Minyak dengan viskositas tinggi umumnya memerlukan metode thermal EOR atau injeksi kimia untuk meningkatkan mobilitas fluida dalam reservoir [11].

D. Perbandingan Metode ASTM D-97 dan ASTM D-5853

Pengujian pour point menggunakan metode ASTM D-97 dan ASTM D-5853 menunjukkan perbedaan hasil yang konsisten untuk semua sampel. Metode ASTM D-97 memberikan hasil pour point yang lebih rendah dibandingkan ASTM D-5853 dengan selisih 6°C untuk sampel 1 (21°C vs 27°C), 3°C untuk sampel 2 (18°C vs 21°C), 6°C untuk sampel 3 (21°C vs 27°C), dan 3°C untuk sampel 4 (45°C vs 48°C).

Perbedaan ini disebabkan oleh karakteristik prosedur pengujian yang berbeda antara kedua metode. ASTM D-97 menggunakan laju pendinginan yang lebih cepat dan waktu observasi yang lebih singkat, sehingga lebih praktis untuk aplikasi lapangan dalam mengevaluasi kemampuan aliran minyak pada suhu rendah [2]. Metode ini cocok untuk menentukan suhu minimum operasional pipeline dan fasilitas penyimpanan. Sebaliknya, ASTM D-5853 menggunakan laju pendinginan yang lebih lambat dan terkontrol dengan waktu observasi yang lebih panjang, memberikan hasil yang lebih presisi dalam mendeteksi pembentukan kristal parafin awal [13]. Metode ini lebih relevan untuk evaluasi kualitas bahan bakar dan studi fundamental mengenai karakteristik wax crystallization dalam crude oil.



Gambar 5. Hasil Pengujian ASTM D-97 dan D-5853

Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa pemilihan metode pengujian harus disesuaikan dengan tujuan aplikasi. Untuk keperluan operasional transportasi dan penyimpanan crude oil, ASTM D-97 lebih praktis dan representatif. Namun untuk studi karakterisasi mendalam dan quality control bahan bakar, ASTM D-5853 memberikan informasi yang lebih komprehensif.

Tabel 3. Hasil Pengujian Metode D-5853 dan D-97

Sampel	Base Case ASTM D-97	Base Case ASTM D-5853
1	21	27
2	18	21
3	21	27
4	45	48

Metode ASTM D97 dan ASTM D5853 memiliki keunggulan masing-masing tergantung pada tujuan pengujian dan aplikasinya. ASTM D97 lebih cocok digunakan untuk mengukur kemampuan aliran minyak pada suhu rendah, seperti pada pelumas dan minyak mesin, yang penting untuk mesin atau kendaraan yang beroperasi di daerah dengan suhu dingin ekstrem, karena metode ini mengukur suhu terendah di mana minyak masih dapat mengalir.

Di sisi lain, ASTM D5853 lebih relevan untuk mengukur kualitas bahan bakar, terutama diesel, yang digunakan di lingkungan dingin. Pengujian ini menilai suhu di mana minyak atau bahan bakar mulai mengendap partikel padat kecil, yang dapat menunjukkan masalah pemurnian atau pencampuran bahan bakar. Dengan demikian, kedua metode ini memiliki peran yang berbeda, di mana ASTM D97 lebih fokus pada aliran minyak dan ASTM D5853 pada kualitas bahan bakar.

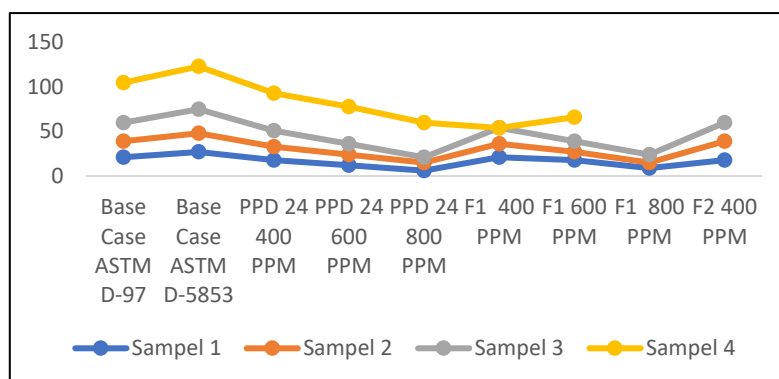
E. Efektivitas Pour Point Depressant

Keempat jenis PPD yang diuji (PPD 24, F1, F2, F3) memiliki density dalam rentang 0,86-0,87 g/cm³, mengklasifikasikan semuanya sebagai fluida berat. PPD 24 dan F3 memiliki density 0,86 g/cm³, sedangkan F1 dan F2 memiliki density 0,87 g/cm³. Karakteristik density ini mempengaruhi cara pencampuran dan dispersi PPD dalam crude oil.

Tabel 5. Hasil Penambahan PPD24, F2, dan F3

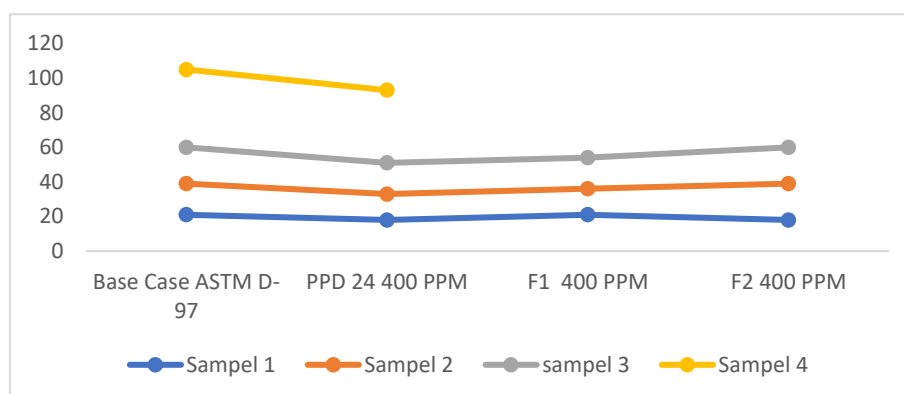
Jenis PPD	PPD 24	F1	F2	F3
DENSITY	0.86	0.87	0.87	0.86

Gambar 6 menunjukkan bahwa PPD 24 konsisten memberikan penurunan pour point yang lebih besar dibandingkan PPD F1, F2, dan F3 pada semua tingkat konsentrasi yang diuji (400, 600, dan 800 ppm). Pola yang konsisten terlihat dimana peningkatan konsentrasi PPD menghasilkan penurunan pour point yang lebih signifikan, menunjukkan hubungan linear antara konsentrasi PPD dengan efektivitasnya.



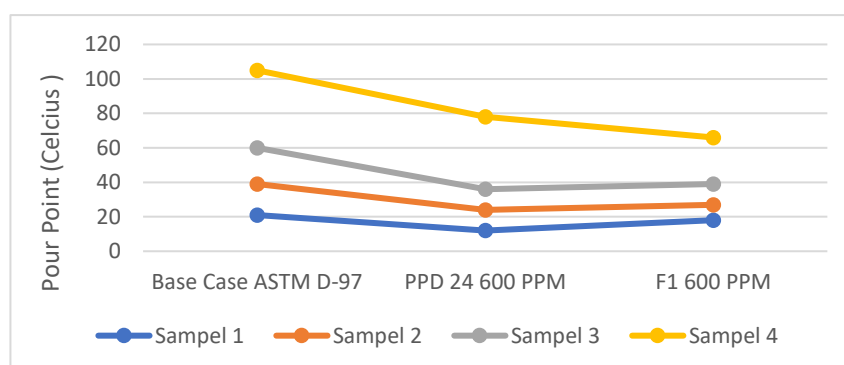
Gambar 6. Hasil Pengujian PPD pada berbagai Konsentrasi

Pada konsentrasi 400 ppm yang ditunjukkan melalui Gambar 7, PPD 24 sudah menunjukkan performa superior dengan penurunan konsisten 6°C untuk semua sampel dibandingkan PPD F1 dan F2. F1 dan F2 menunjukkan performa identik dengan penurunan sekitar 3°C. Pola ini menunjukkan bahwa pada konsentrasi rendah, formulasi kimia PPD 24 memiliki efisiensi yang lebih tinggi dalam memodifikasi morfologi kristal parafin. Mekanisme kerja PPD dalam menurunkan pour point adalah dengan mengganggu pembentukan struktur kristal lilin melalui co-crystallization, dimana molekul PPD berikatan dengan kristal parafin dan mencegah pembentukan jaringan kristal tiga dimensi yang dapat menghambat aliran [12]. PPD 24 kemungkinan memiliki struktur molekul yang lebih kompatibel dengan komposisi parafin dalam crude oil yang diuji, sehingga efektivitas adsorpsi dan modifikasinya lebih baik.



Gambar 7. Hasil Pengujian PPD 24 Konsentrasi 400 , F1 400 , F2 400

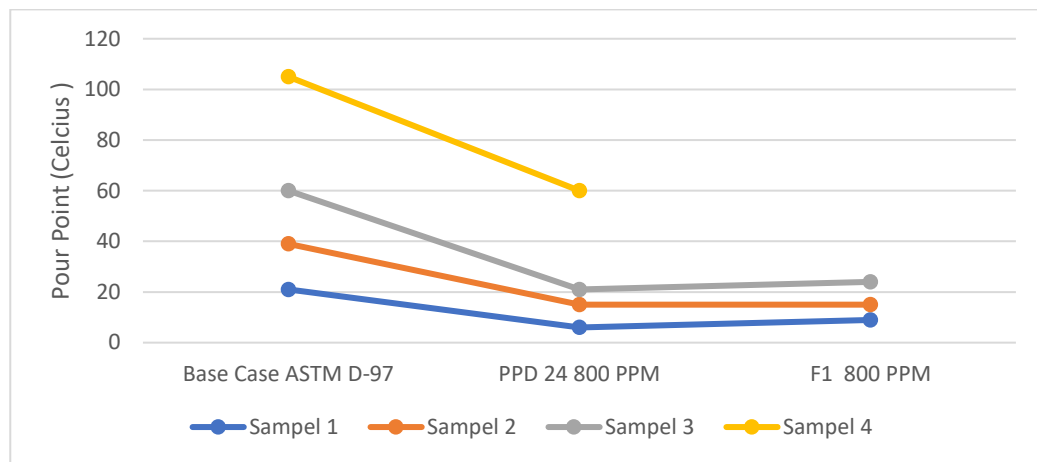
Seperti terlihat pada Gambar 8, pada penambahan konsentrasi 600 ppm, perbedaan efektivitas antara PPD 24 dan F1 semakin jelas. PPD 24 mampu menurunkan pour point lebih banyak hingga 9°C dari base case, sementara F1 mencapai penurunan 6°C, mengindikasikan bahwa formulasi kimia PPD 24 lebih efektif dalam memodifikasi morfologi kristal parafin. Penelitian sebelumnya oleh Pasasa et al. [5] juga menunjukkan bahwa penurunan pour point terjadi secara linear dengan bertambahnya konsentrasi PPD. Pada konsentrasi 600 ppm, jumlah molekul PPD yang tersedia sudah cukup untuk berinteraksi dengan sebagian besar nuclei kristal parafin yang terbentuk, tetapi belum mencapai saturation point.



Gambar 8. Perbandingan Hasil PPD 24 Konsentrasi 600 , F1 600

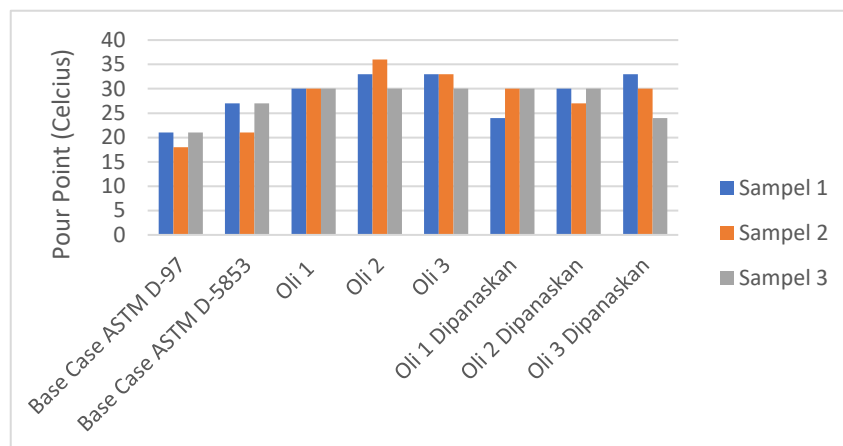
Pada konsentrasi tertinggi 800 ppm, PPD 24 mencapai efektivitas maksimum dengan penurunan pour point yang paling signifikan. Hal ini menunjukkan bahwa pada konsentrasi tinggi, molekul PPD tersedia dalam jumlah cukup untuk berinteraksi dengan sebagian besar kristal parafin yang terbentuk, sehingga mencegah agregasi dan pembentukan struktur gel.

Namun perlu dipertimbangkan bahwa peningkatan konsentrasi juga berarti peningkatan biaya operasional. Oleh karena itu, pemilihan konsentrasi optimal harus mempertimbangkan trade-off antara efektivitas teknis dan ekonomi.



Gambar 9. Perbandingan Hasil PPD 24 Konsentrasi 800 , F1 800

F. Perbandingan dengan Oli sebagai Alternatif



Gambar 10. Perbandingan Penambahan Oli Dipanaskan Dan Tanpa Dipanaskan

Pengujian dengan penambahan oli pelumas sebagai alternatif PPD menunjukkan hasil yang menarik. Pada pengujian awal dimana crude oil dipanaskan tanpa memanaskan oli, hasil pour point justru meningkat dibandingkan base case untuk semua jenis oli yang diuji (Oli 1, 2, dan 3). Sampel 1 menunjukkan peningkatan dari 21°C menjadi 30-33°C, sampel 2 dari 18°C menjadi 30-36°C, dan sampel 3 dari 21°C menjadi 30°C.

Fenomena ini terjadi karena oli yang tidak dipanaskan memiliki viskositas tinggi dan tidak tercampur homogen dengan crude oil, sehingga justru meningkatkan resistensi terhadap aliran. Namun ketika oli dipanaskan terlebih dahulu sebelum dicampurkan, hasil menunjukkan penurunan pour point yang signifikan. Sampel 1 turun menjadi 24°C (dengan Oli 1 dipanaskan), sampel 2 menjadi 27°C (dengan Oli 2 dipanaskan), dan sampel 3 menunjukkan penurunan drastis menjadi 24°C (dengan Oli 3 dipanaskan).

Hasil ini menunjukkan bahwa oli pelumas yang dipanaskan dapat berfungsi sebagai alternatif PPD, namun efektivitasnya masih di bawah PPD khusus seperti PPD 24. Keuntungan penggunaan oli adalah biaya yang lebih rendah dan ketersediaan yang lebih mudah. Namun

perlu dipertimbangkan bahwa penambahan oli dapat mengubah karakteristik crude oil dan mempengaruhi proses pemurnian di kilang.

G. Analisis Ekonomi

Analisis keekonomian dilakukan untuk membandingkan efisiensi biaya antara penggunaan jenis PPD 24 dan PPD F1 pada sumur tua dengan rata-rata produksi sebesar 1000 BOPD per sumur. Tujuan analisis ini adalah untuk menentukan jenis PPD yang tidak hanya memberikan hasil penurunan viskositas terbaik, tetapi juga memiliki nilai keekonomian yang lebih tinggi. Pada penelitian ini digunakan tiga variasi konsentrasi, yaitu 400 ppm, 600 ppm, dan 800 ppm. Densitas PPD yang digunakan berkisar antara 0,86 – 0,87 gr/ml. Harga PPD 24 di pasaran adalah sebesar Rp 4.700.000 per 1 gallon (20 liter), sedangkan harga PPD F1 adalah Rp 8.600.000 per 1 gallon (20 liter). Berdasarkan hasil perhitungan keekonomian yang ditunjukkan pada Tabel 6, diperoleh bahwa penggunaan PPD 24 memberikan nilai total biaya bulanan sebesar Rp 77.985.760, sedangkan penggunaan PPD F1 menghasilkan total biaya bulanan sebesar Rp 141.452.550. Hal ini menunjukkan bahwa PPD 24 lebih ekonomis dibandingkan PPD F1, dengan selisih efisiensi biaya mencapai sekitar 44,9%.

Tabel 6. Hasil Pehitungan Harga Penambahan PPD 24 & F1

Konsentrasi	PPD 24 (Rp)	F1 (Rp)
400 ppm	17.341.380	31.763.900
600 ppm	25.967.850	47.044.850
800 ppm	34.676.520	62.643.800

Selain itu, secara teknis PPD 24 juga menunjukkan penurunan viskositas yang lebih optimal dibandingkan jenis PPD F1, F2, dan F3. Oleh karena itu, dari sisi teknis maupun keekonomian, PPD 24 dipilih sebagai jenis PPD yang paling optimal dan efisien untuk diaplikasikan pada sumur tua yang diuji dalam penelitian ini.

Meskipun F1 juga menunjukkan performa yang cukup baik, efektivitasnya tetap berada di bawah PPD 24 pada seluruh konsentrasi yang diuji. Sementara itu, PPD F2 dan F3 tidak dilanjutkan hingga tahap analisis ekonomi karena dua alasan utama. Pertama, data harga kedua produk tidak tersedia dari pemasok sehingga tidak memungkinkan dilakukan perhitungan biaya secara akurat. Kedua, berdasarkan hasil uji performa awal, PPD F2 dan F3 menunjukkan penurunan pour point yang tidak lebih baik dibandingkan PPD 24 maupun F1, sehingga tidak layak dipertimbangkan sebagai opsi ekonomis untuk aplikasi lapangan. Dengan mempertimbangkan aspek teknis dan biaya secara simultan, PPD 24 terbukti sebagai pilihan paling optimal untuk aplikasi pada crude oil sumur tua. Efektivitas penurunan pour point yang lebih tinggi, biaya per unit yang lebih rendah, serta konsistensi performa pada berbagai tingkat konsentrasi menjadikan PPD 24 lebih unggul secara keseluruhan dibandingkan alternatif lainnya.

4. SIMPULAN

Empat sampel crude oil dari sumur tua menunjukkan karakteristik bervariasi: sampel 3 (light crude, API 41,73°), sampel 1-2 (medium crude, API ~36°), dan sampel 4 (heavy crude, API 17,45°). Semua sampel memenuhi standar BS&W (<0,5%), namun sampel 4 menunjukkan viskositas ekstrim (25,6 cSt) yang memerlukan penanganan khusus. Metode ASTM D-5853 konsisten menghasilkan pour point 3-6°C lebih tinggi dibanding ASTM D-97 untuk semua sampel. D-5853 lebih representatif untuk kondisi field dengan cooling gradual, sementara D-

97 lebih praktis untuk quality control rutin. Pemilihan metode harus disesuaikan dengan tujuan spesifik pengujian.

PPD 24 terbukti paling efektif menurunkan pour point pada semua level konsentrasi (400-800 ppm) dibanding PPD F1, F2, dan F3. Konsentrasi optimal berada di range 700-800 ppm, dimana peningkatan konsentrasi lebih lanjut menunjukkan diminishing returns. Heavy crude oil (sampel 4) memerlukan konsentrasi PPD lebih tinggi untuk mencapai hasil optimal. Dari aspek ekonomi, PPD 24 unggul dengan total biaya operasional Rp 77.985.760/bulan per sumur, 45% lebih rendah dibanding PPD F1 (Rp 141.452.550/bulan). Kombinasi efektivitas teknis superior dan efisiensi ekonomi menjadikan PPD 24 pilihan optimal untuk aplikasi lapangan mature. Penggunaan oli komersial sebagai alternatif PPD menunjukkan hasil inconsistent dan generally inferior. Pre-heating oli memberikan improvement namun tetap tidak sebanding dengan PPD formulated. Hal ini mengkonfirmasi pentingnya specific chemical formulation dalam PPD design.

Penelitian ini memberikan kontribusi penting dalam optimasi handling crude oil dari lapangan mature di Indonesia. Temuan penelitian menunjukkan bahwa pendekatan terintegrasi kombinasi metode testing yang tepat, PPD selection berdasarkan karakteristik crude, dan pertimbangan tekno-ekonomi - dapat meningkatkan efisiensi operasi signifikan. Metodologi yang dikembangkan dalam penelitian ini dapat diadaptasi untuk lapangan-lapangan tua lainnya di Indonesia yang menghadapi tantangan similar dalam flow assurance. Temuan ini sejalan dengan beberapa publikasi terdahulu tentang wax management dalam production system [Pasasa et al., 2017; Sun, 2018; Prasad, 2019], namun memberikan insight baru tentang comparative performance berbagai PPD types dan *importance of testing method selection* dalam *decision making process*.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] ASTM International, "Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products (ASTM D97)," ASTM International, 2020.
- [2] S. Mokhatab, W. A. Poe, and J. G. Speight, *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. Gulf Professional Publishing, 2018.
- [3] T. Ahmed, *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing, 2001.
- [4] J. G. Speight, *The Chemistry and Technology of Petroleum*. CRC Press, 2014.
- [5] S. Verma and S. S. Kachhwaha, "Effect of Pour Point Depressants on the Flow Properties of Waxy Crude Oil," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010.
- [6] L. P. Dake, *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier, 1998.
- [7] API (American Petroleum Institute), *Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS)*. API Publishing, 2021.
- [8] P. Whitson and M. R. Brulé, "Phase Behavior," in *Phase Behavior*, vol. 20, Society of Petroleum Engineers (SPE), 2000.
- [9] R. Tek, "Reservoir Fluid Properties and Behavior," in *Oil and Gas Reservoir Engineering*, Springer, 2015.
- [10] E. Firoozabadi, *Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs*. McGraw-Hill, 1999.
- [11] D. R. Lide, "Fluid Properties and Phase Behavior," in *CRC Handbook of Chemistry and Physics*, 84th ed. CRC Press, 2003.
- [12] H. K. Van Poollen, *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Gulf Publishing Company, 2001.