

Analisis Perbandingan Kualitas *Crude Oil* pada Sumur X dan Z dengan Menggunakan Parameter Uji *Base Sediment and Water* (BS&W) ASTM D4007 dan *API Gravity* ASTM D1278

Fitri Auli Aulia*, Tun Sriana
Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Blora

INFORMASI NASKAH

Diterima : 5 Februari 2026
Direvisi : 19 Maret 2026
Disetujui : 7 April 2026
Terbit : 7 April 2026

Email korespondensi:
aufiaulia14@gmail.com

Laman daring:
[https://doi.org/10.37525/
sp/2026-1/1807](https://doi.org/10.37525/sp/2026-1/1807)

ABSTRAK

Kualitas *crude oil* sangat menentukan efisiensi produksi, transportasi, dan nilai ekonomi. Penelitian ini bertujuan membandingkan kualitas minyak mentah dari sumur X dan sumur Z menggunakan parameter *Base Sediment and Water* (BS&W) metode ASTM D4007 dan *API Gravity* metode ASTM D1278. Hasil pengujian menunjukkan bahwa sumur X memiliki nilai BS&W sebesar 0,11% (memenuhi spesifikasi $\leq 0,5\%$) dengan API Gravity 38° yang tergolong *light crude oil*. Sebaliknya, sumur Z memiliki nilai BS&W sebesar 2,45% (melebihi batas spesifikasi) dengan API Gravity 63° yang tergolong kondensat sangat ringan. Berdasarkan hasil tersebut, dapat disimpulkan bahwa meskipun sumur Z memiliki nilai API Gravity yang lebih tinggi, kualitas minyak mentah dari sumur X lebih baik ditinjau dari parameter BS&W dan kesesuaiannya terhadap spesifikasi. Dengan demikian, kombinasi parameter BS&W dan API Gravity dapat digunakan sebagai dasar dalam membandingkan kualitas *crude oil* dari berbagai sumber.

Kata kunci: *API Gravity*, ASTM D1278, ASTM D4007, BS&W, *Crude oil*.



PENDAHULUAN

Minyak mentah merupakan campuran kompleks terutama terdiri dari senyawa hidrokarbon, yaitu senyawa kimia yang tersusun dari atom karbon (C) dan hidrogen (H), dengan sejumlah kecil pengotor heteroatom seperti sulfur, nitrogen, oksigen, dan logam (Speight, 2014). Senyawa hidrokarbon ini dapat diklasifikasikan ke dalam tiga kelompok utama berdasarkan struktur molekulnya, yaitu parafin (alkana), naftena (sikloalkana), dan aromatik. Senyawa parafin terdiri dari rantai lurus atau bercabang, umumnya mendominasi minyak mentah ringan dan berkontribusi pada produk bahan bakar yang mudah terbakar seperti bensin. Naftena adalah senyawa hidrokarbon berbentuk cincin yang jenuh dan senyawa ini dapat memberikan stabilitas serta meningkatkan kemampuan minyak untuk mengurangi gesekan. Sementara itu, senyawa aromatik yang mengandung cincin benzena (misalnya benzene, toluene, xylene), memiliki nilai ekonomi tinggi sebagai bahan kimia dasar tetapi juga dapat menjadi racun dan membentuk deposit pada mesin (Tissot and Welte, 1984). Perbandingan proporsi masing-masing dari tiga kelompok utama senyawa hidrokarbon dalam minyak mentah yaitu parafin, naftena, dan aromatik beserta keberadaan senyawa non-hidrokarbon sangat menentukan sifat fisik dan kimia minyak, seperti densitas (API Gravity), viskositas, titik tuang, dan karakteristik pembakaran. Sifat fisik dan kimia tersebut yang pada akhirnya mempengaruhi strategi produksi, harga, dan kecocokan minyak untuk proses pengolahan di kilang (Mojelsky et al., 1992).

Emulsi minyak mentah merupakan sistem koloidal yang tidak stabil secara termodinamika, di mana satu fase cair (biasanya air) terdispersi dalam fase cair kontinu lainnya (minyak) dalam bentuk droplet kecil, atau sebaliknya (emulsi air dalam minyak atau minyak dalam air), yang distabilkan oleh lapisan film interfacial yang terbentuk secara alami dari surfaktan endogen (Sjoblom et al., 2003). Pembentukan emulsi merupakan masalah operasional utama di industri perminyakan, karena meningkatkan viskositas campuran secara signifikan, menyulitkan pemisahan fasa, dan menyebabkan peningkatan kandungan *Base Sediment & Water* (BS&W) pada minyak yang diekspor sehingga menurunkan nilai jual serta menimbulkan beban tambahan berupa biaya pengolahan, risiko korosi, dan pembentukan *scale* pada fasilitas produksi dan pipa transportasi (Lee, 2008). Proses pemecahan (*demulsification*) emulsi menjadi kritis dalam operasi produksi untuk memperoleh minyak bersih dengan spesifikasi BS&W yang rendah, umumnya dilakukan melalui kombinasi metode fisik (pemanasan, penurunan tekanan, elektrostatis) dan kimiawi (penambahan *demulsifier*) (Schramm, 2005).

Pemecahan emulsi minyak mentah untuk memisahkan fase air dan sedimen dari minyak merupakan tahap kritis dalam fasilitas produksi, dan pendekatan yang umum digunakan adalah kombinasi metode kimiawi dengan demulsifier dan metode mekanis dengan sentrifugasi. Demulsifier yang merupakan senyawa kimia polimer atau surfaktan, bekerja dengan menetralkan atau menggantikan surfaktan alami (seperti asfaltena dan resin) yang menstabilkan film antarmuka emulsi, sehingga mendorong terjadinya *coalescence* (penggabungan) droplet air dan mempercepat pemisahan (Kokal, 2005).

Secara paralel, metode sentrifugasi, seperti yang dirujuk dalam standar ASTM D4007, memanfaatkan gaya sentrifugal yang tinggi untuk secara mekanis mempercepat proses pemisahan fasa berdasarkan perbedaan densitas antara air, sedimen, dan minyak, dengan air dan padatan terkumpul sebagai endapan (ASTM International, 2019). Dalam praktik operasional, kedua metode ini sering diintegrasikan, di mana demulsifier ditambahkan untuk mendestabilisasi emulsi secara kimiawi sebelum atau selama proses sentrifugasi, sehingga menghasilkan pemisahan yang lebih cepat, lebih sempurna, dan pengukuran kandungan *Base Sediment & Water* (BS&W) yang lebih akurat untuk tujuan kontrol kualitas dan *custody transfer* (Lee, 2008).

Base Sediment and Water (BS&W) adalah parameter yang digunakan untuk menentukan kandungan air dan sedimen dalam *crude oil*. Kandungan BS&W yang tinggi dapat menurunkan kualitas minyak,



meningkatkan risiko korosi, serta mengganggu proses pemisahan di fasilitas produksi (Lake et al., 2014). Pengujian BS&W secara standar dilakukan menggunakan metode ASTM D4007, yaitu metode sentrifugasi dengan bantuan pelarut aromatik seperti toluene untuk memisahkan minyak dari air dan sedimen. Metode ini banyak digunakan karena mampu memberikan pemisahan cepat dan akurat pada berbagai jenis *crude oil*, termasuk minyak dengan viskositas tinggi (AST M International, 2019).

API Gravity adalah parameter untuk menyatakan tingkat “ringan” atau “berat”-nya minyak bumi dibandingkan air. API gravity merupakan transformasi dari specific gravity (SG) pada suhu referensi 60°F (15,6°C). Semakin tinggi nilai API gravity, semakin ringan dan umumnya semakin baik kualitas *crude oil* tersebut (EngineeringToolbox, 2023). Metode ASTM D1278 digunakan untuk menentukan API Gravity minyak bumi dengan menggunakan hidrometer dan koreksi suhu standar. Pengukuran dilakukan dengan membaca SG sampel pada suhu uji, kemudian dikonversi menjadi API gravity sesuai persamaan (1) (International 2020).

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{SG}_{60^{\circ}\text{F}}} - 131.5 \quad (1)$$

Keterangan:

API: API gravity (dalam derajat API), sebuah skala yang digunakan untuk mengukur densitas atau berat jenis minyak bumi.

SG: *Specific gravity* (gravitasi jenis) dari minyak bumi pada suhu 60°F, yang merupakan perbandingan densitas minyak terhadap densitas air pada suhu yang sama

141.5 dan 131.5: Konstanta yang digunakan dalam rumus konversi dari *specific gravity* ke API Gravity
Rumus ini menunjukkan hubungan terbalik antara densitas dan API gravity yang manasemakin kecil SG, semakin besar nilai API (ASTM International, 2020).

METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan berdasarkan pengujian di PT XYZ dengan *feed* berupa *Crude oil* dari sumur X dan sumur Z. Jenis pengujian ini menggunakan *Base Sediment and Water* (BS&W) ASTM D4007 dan API Gravity ASTM D1278.

A. Peralatan

1) *Base Sediment and Water* (BS&W) ASTM D4007

Alat *centrifugator* komplet, yang berkemampuan memberikan minimum 500 gaya *centrifugal* relatif pada setiap ujung tabung uji, tabung *centrifuge* bentuk ujung kerucut Panjang 8 inci (203 mm) atau 6 inci (167mm), Penangas air yang mampu beroperasi sampai 70°C.

2) API Gravity ASTM D1278

Termometer, yang mempunyai pembagian skala 1°C (2°F) atau lebih kecil dengan ketepatan pengukuran $\pm 1^{\circ}\text{C}$ (2°F), Gelas ukur 500/1000 ml, *Hydrometer*.

B. Prosedur Pengujian

1) *Base Sediment and Water* (BS&W) ASTM D4007

Prosedur pengujian BS&W dimulai dengan mengisi tabung *centrifuge* menggunakan sampel minyak, kemudian menambahkan sekitar 50 mL toluene jenuh air dan beberapa tetes demulsifier. Tabung ditutup dan dikocok hingga larutan tercampur merata. Apabila sampel terlalu kental, tabung dipanaskan pada suhu 50–60°C hingga campuran menjadi lebih mudah homogen, kemudian dikocok kembali. Setelah itu, tabung ditempatkan pada alat *centrifuge* secara berpasangan agar seimbang selama pemutaran. Proses pemutaran *centrifuge* dilakukan pada 600 rcf, atau 500–800 rcf sesuai ketentuan, selama sekitar 10 menit pada suhu 60°C. Setelah pemutaran selesai, volume air dan sedimen pada dasar tabung dibaca dan dicatat. Pemutaran diulangi tanpa pengocokan hingga diperoleh hasil yang stabil. Apabila perbedaan

antara dua hasil pembacaan melebihi satu sub-divisi skala tabung, pengujian harus diulang dari awal. Setiap sampel diuji sebanyak tiga kali pengulangan (triplicate) untuk memastikan presisi dan keandalan data, kemudian hasil dirata-ratakan.

2) API Gravity ASTM D1278

Prosedur pengukuran API Gravity berdasarkan ASTM D1278 dilakukan dengan menuangkan sampel *crude oil* ke dalam silinder tanpa busa, menempatkan silinder pada posisi tegak dengan suhu lingkungan stabil, kemudian memasukkan termometer untuk menstabilkan dan mencatat suhu sampel. Setelah itu, hidrometer diturunkan perlahan ke dalam sampel hingga mengapung bebas pada posisi stabil di tengah silinder, lalu dilakukan pembacaan API gravity. Suhu sampel dicek kembali setelah pembacaan; bila berbeda lebih dari 0,5°C, pengukuran diulang. Nilai API akhir kemudian dikoreksi ke kondisi referensi 60/60°F menggunakan tabel koreksi ASTM.

HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

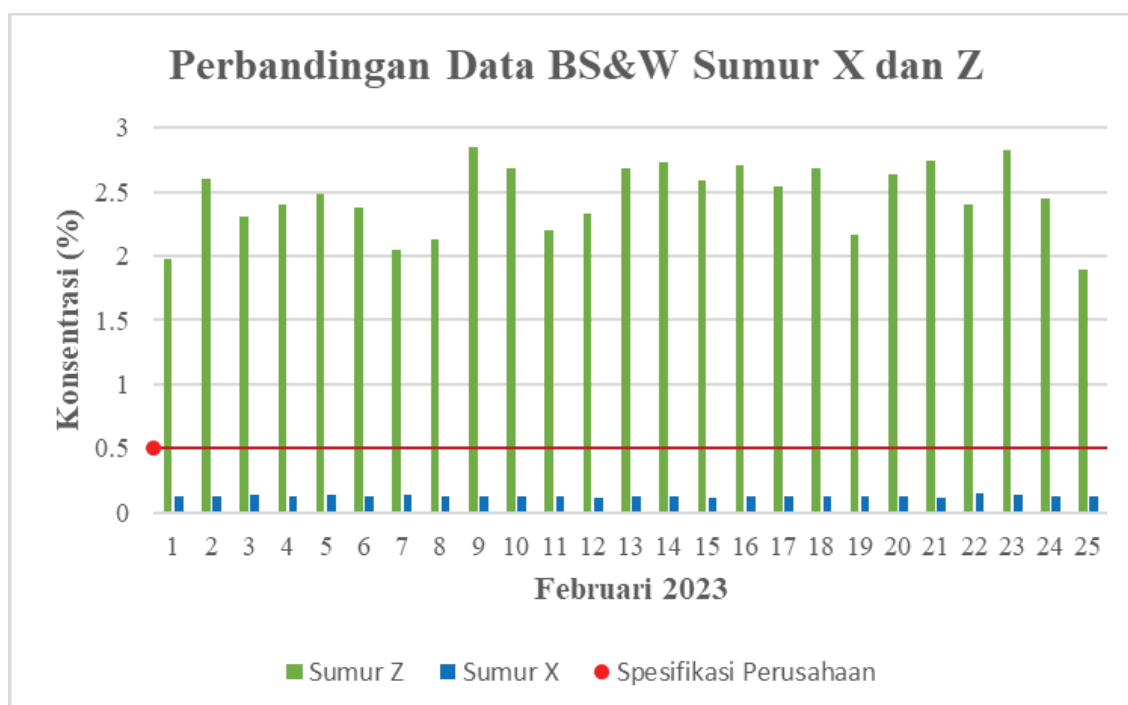
A. Base Sediment and Water (BS&W) ASTM D4007

Tabel 1. Hasil pengujian BS&W dari sumur X dan Z.

Parameter	Crude Oil dari Sumur X	Crude Oil dari Sumur Z	Spesifikasi Perusahaan	Keterangan
BS&w Rata-rata	0.11%	2.45%	Maksimal 0.5%	-
Standar Deviasi	±0,016%	±0,028%	-	-
Range	0,11-0,15%	1,9-2,85%	-	-
Kesesuaian	SESUAI	TIDAK SESUAI	-	Melebihi 384% dari batas

Berdasarkan Tabel 1, hasil pengujian BS&W (*Base Sediment and Water*) dengan metode standar ASTM D4007, ditemukan perbedaan yang sangat signifikan antara performa Sumur X dan Sumur Z. *Crude oil* yang berasal dari Sumur X menunjukkan hasil yang sangat baik dengan rata-rata BS&W sebesar 0,11%, jauh di bawah batas maksimum spesifikasi perusahaan yang sebesar 0,5%. Nilai ini memiliki standar deviasi ±0,016% dengan kisaran (*range*) 0,11-0,15%, mengindikasikan stabilitas produksi yang sangat tinggi dan konsistensi yang baik. Dengan margin keamanan sebesar 0,37% di bawah batas, oleh karena itu *crude oil* dari sumur X dinyatakan sesuai dan termasuk dalam kategori *premium quality crude*. Kondisi ini menunjukkan kualitas minyak mentah yang sangat baik, yang akan memberikan pengaruh positif pada proses lanjutan. Dengan kadar air dan sedimen yang rendah, proses pemurnian seperti *desalting* dan *dewatering* akan berjalan lebih efisien, biaya operasi terkait pemisahan dan penanganan limbah dapat ditekan, serta risiko korosi dan *fouling* pada peralatan pipa, tangki, dan penukar panas menjadi minimal. Hal ini pada akhirnya mendukung kelancaran operasi, menjaga kualitas produk akhir, dan mengoptimalkan nilai ekonomi dari *crude oil* tersebut. Penelitian ini sejalan dengan Speight (2014) yang menyatakan bahwa *crude oil* dengan BS&W (*Base Sediment and Water*) di bawah 0,5% dikategorikan sebagai *crude* berkualitas tinggi karena memberikan beban minimal pada unit pemisahan dan pemurnian. Selain itu, Arnold dan Stewart (2008) menegaskan bahwa kestabilan nilai BS&W yang rendah berkorelasi langsung dengan penurunan risiko *fouling* dan korosi pada peralatan proses





Gambar 1. Grafik perbandingan *crude oil* pada sumur X dan Z.

Grafik perbandingan *crude oil* pada sumur X dan Z ditampilkan pada Gambar 1. Berdasarkan Gambar di atas, *crude oil* yang berasal dari sumur Z mencapai rata-rata BS&W sebesar 2,45%. Nilai ini 4,8 kali lipat dari batas yang diizinkan dan 18,62 kali lebih tinggi dari pada BS&W sumur X yaitu dengan rata-rata sebesar 0,11%. Dengan standar deviasi $\pm 0,028\%$ dan range 1,9-2,85%, data sumur Z menunjukkan ketidaksesuaian dengan spesifikasi yang telah ditentukan perusahaan dan tergolong sebagai *problem well* dengan *high water cut*. Sebagaimana diklasifikasikan oleh Arnold dan Stewart (2008) bahwa sumur dengan BS&W di atas 1% umumnya memerlukan perlakuan khusus sebelum diproses lebih lanjut.

Ketidakesuaian ini akan membawa dampak yang merugikan bagi kelanjutan proses. Kadar air dan sedimen yang sangat tinggi akan membebani unit pemisah awal dan *desalter*, yang berpotensi menyebabkan *overload* dan mengurangi kapasitas olah kilang. Sesuai dengan laporan API yang menyebutkan bahwa peningkatan BS&W secara signifikan menurunkan efisiensi *desalter* dan meningkatkan risiko gangguan operasi. Secara teknis, hal ini memicu laju korosi yang lebih cepat akibat kandungan garam terlarut, meningkatkan risiko penyumbatan (*fouling*) di dalam peralatan, serta menurunkan efisiensi proses pemanasan dan distilasi. Dampak ekonomi pun tidak dapat dihindari, yaitu berupa biaya pengolahan tambahan yang semakin meningkat, penurunan volume minyak murni yang dapat dijual, dan potensi penalti akibat ketidaksesuaian spesifikasi dari pembeli. Oleh karena itu, diperlukan solusi yang tepat dan segera untuk menangani *crude oil* dari sumur Z agar dapat diproses lebih lanjut. Langkah pertama yang harus ditambahkan adalah memberikan perlakuan awal khusus, seperti mengoptimalkan separator dua fasa atau memasang alat pemisah koalesensi (*coalescer*) di lokasi sumur atau *gathering station*. Proses *desalting* di fasilitas utama juga perlu diintensifkan dengan penyesuaian dosis demulsifier, suhu, dan waktu tinggal, hal tersebut sejalan dengan temuan Kokal (2005) bahwa kombinasi perlakuan awal dan optimasi kimia mampu menurunkan BS&W secara signifikan pada *crude oil* dengan *high water cut*.

Sementara itu, untuk sumur X, upaya harus difokuskan pada pemantauan rutin dan menjaga kondisi operasi yang stabil guna mempertahankan konsistensi kualitas yang sudah sangat baik ini. Dengan implementasi solusi-solusi tersebut, diharapkan kualitas *crude oil* dari sumur Z dapat ditingkatkan hingga memenuhi standar, sehingga seluruh pasokan minyak mentah dapat diproses secara aman, efisien, dan ekonomis.

B. API Gravity ASTM D1278

Tabel 2. Hasil pengujian API Gravity dari sumur X dan Z.

Parameter	Sumur X	Sumur Z	Keterangan
API Gravity (°API)	38	63	ASTM D1278
Klasifikasi Minyak	Light Crude Oil	Very Light Crude/ Condensate	Berdasarkan Industri
Densitas Relatif (SG 60°)	0.835	0.728	Hasil perhitungan $SG=141.5/(API+131.5)$

Berdasarkan Tabel 2, ditemukan perbedaan yang sangat signifikan dalam karakteristik fluida antara sumur X dan Z. Sumur Z menghasilkan fluida dengan API Gravity rata-rata sebesar 63, yang tergolong sebagai kondensat ultra ringan (*ultra light condensate*) hal tersebut berdasarkan dengan klasifikasi API dan Speight (2014) yang menyatakan bahwa fluida dengan API Gravity di atas 60 umumnya dikategorikan sebagai kondensat. Nilai ini sangat tinggi sehingga menunjukkan fluida yang didominasi oleh fraksi hidrokarbon sangat ringan (C5 -C10) yaitu mendekati karakteristik nafta ringan atau produk kilang, dengan densitas relatif sekitar 0.728 g/cm³. Sebaliknya, sumur X menunjukkan API Gravity rata-rata 38 yang digolongkan dalam kategori minyak mentah ringan (*light crude*), yaitu minyak berkualitas baik dengan densitas relatif sekitar 0.835 g/cm³ yang menurut Gary, Handwerk, dan Kaiser (2016) merupakan rentang API Gravity ideal untuk umpan kilang konvensional.

Perbedaan ini menimbulkan dampak yang besar. Material dari sumur Z yang bersifat sangat ringan dan *volatile* sehingga memerlukan penanganan khusus karena resiko keamanannya yang tinggi. Resiko keamanan diantaranya meliputi tekanan uap (*vapor pressure*) yang besar dan titik nyala yang sangat rendah, hal tersebut membutuhkan sistem penyimpanan bertekanan atau dilengkapi *vapor recovery*. Dari segi ekonomi, kondensat biasanya mendapatkan harga premium di pasar, terutama sebagai umpan kilang petrokimia (*petrochemical feedstock*) atau komponen pencampur bensin, namun pasar dan logistiknya lebih tersegmentasi. Sementara itu, minyak dari sumur X merupakan komoditas yang lebih umum (*light sweet crude*), dengan pasar yang luas, mudah ditransportasikan melalui pipa standar, dan menjadi andalan kilang minyak konvensional. Perbedaan ini berarti kedua fluida tidak dapat dicampur atau ditangani dengan fasilitas yang sama tanpa strategi dan infrastruktur yang tepat karena pencampuran kondensat dengan crude oil yang lebih berat dapat menurunkan nilai ekonomi kondensat, sebagaimana dilaporkan oleh Speight (2014).

Dalam mengoptimalkan nilai kedua sumur, diperlukan strategi diferensiasi. Produksi sumur Z harus dialirkan secara terpisah ke sistem yang dirancang untuk menangani kondensat, dengan prioritas penjualan ke kilang petrokimia atau digunakan sebagai *diluent* untuk mempermudah transportasi minyak berat. Pemasangan fasilitas stabilisasi untuk mengurangi komponen paling ringan diperlukan untuk memenuhi spesifikasi transportasi pipa, sejalan dengan praktik industri yang direkomendasikan oleh GPSA Engineering Data Book untuk penanganan kondensat ber-API tinggi. Di sisi lain, produksi sumur X dapat dipasarkan melalui jalur konvensional untuk minyak ringan. Yang terpenting perusahaan perlu melakukan analisis *assay* rinci terhadap fluida dari sumur X untuk mengetahui komposisi pastinya dan memastikan apakah *crude oil* termasuk kondensat atau mungkin terdapat kontaminan gas yang signifikan. Investigasi *reservoir* juga penting untuk memahami mengapa satu sumur menghasilkan kondensat sementara sumur lainnya menghasilkan minyak ringan, apakah karena perbedaan kedalaman, tekanan, atau kompartemen *reservoir* yang terpisah



KESIMPULAN

Berdasarkan evaluasi terhadap parameter BS&W dan API *gravity*, minyak mentah dari sumur X menunjukkan mutu yang lebih memenuhi standar perusahaan dibandingkan dengan minyak dari sumur Z. Sumur X memiliki nilai BS&W rata-rata sebesar 0,11%, yang masih berada dalam batas spesifikasi maksimum 0,5%, serta memiliki kisaran data yang lebih rendah sehingga mencerminkan kondisi produksi yang stabil. Sebaliknya, sumur Z mencatat BS&W rata-rata 2,45%, jauh melampaui batas yang ditetapkan hingga lebih dari tiga kali lipat, disertai variasi nilai yang cukup besar. Kondisi ini menandakan adanya kandungan air dan sedimen yang tinggi sehingga minyak dari sumur Z dinyatakan tidak sesuai spesifikasi. Dari sisi API *gravity*, sumur X memiliki nilai 38° API yang menunjukkan karakteristik minyak ringan, sedangkan sumur Z mencapai 63° API dan tergolong kondensat sangat ringan. Meskipun API *gravity* sumur Z lebih tinggi, kualitas keseluruhan minyaknya tetap terpengaruh oleh kadar BS&W yang berlebihan. Dengan demikian, minyak mentah dari sumur X lebih siap untuk diproses tanpa perlakuan tambahan, sedangkan minyak dari sumur Z membutuhkan tindakan perbaikan untuk menurunkan kadar BS&W sebelum dapat diterima dalam alur produksi.

DAFTAR PUSTAKA

- ASTM International, A.S.T.M. 2019. *ASTM D4007: Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)*. ASTM International.
- EngineeringToolbox. 2023. "API Gravity." <https://www.engineeringtoolbox.com>.
- International, A.S.T.M. 2020. *ASTM D1278 Standard Test Method for API Gravity of Crude Petroleum*. ASTM International.
- Kokal. 2005. *Crude-Oil Emulsions : A State-Of-The-Art Review. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Brazil.
- Lake, L W, R T Johns, W R Rossen, and G A Pope. 2014. *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers.
- Lee, R F. 2008. "Emulsions and Oil-Spill Treating Agents." In *Oil Spill Science and Technology*, edited by Dalam M Fingas, 237–264. Gulf Professional Publishing.
- Mojelsky, T W, T M Ignasiak, Z Frakman, D D McIntyre, E M Lown, and O P Strausz. 1992. "Hydrocarbon Structure of Athabasca Asphaltenes." *Energy & Fuels* 6 (1): 83–96.
- Schramm, L L. 2005. *Emulsions, Foams, and Suspensions: Fundamentals and Applications*. Wiley-VCH.
- Sjoblom, J, N Aske, I H Auffem, Ø Brandal, T E Havre, Ø Saether, A Westvik, E E Johnsen, and H Kallevik. 2003. "Our Current Understanding of Water-in-Crude Oil Emulsions." *Recent Characterization Techniques and High Pressure Performance. Advances in Colloid and Interface Science* 100–102: 399–473. [https://doi.org/10.1016/S0001-8686\(02\)00066-0](https://doi.org/10.1016/S0001-8686(02)00066-0).
- Speight, J G. 2014. *The Chemistry and Technology of Petroleum*. 5th ed. CRC Press.
- Tissot, B P, and D H Welte. 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. 2nd ed. Springer-Verlag.



