

ANALISIS FLUIDA *CESIUM FORMATE*: LUMPUR PENGEBORAN *SOLIDS-FREE* DENSITAS TINGGI DI LAPANGAN HPHT

Hawkins Clifford Frans Robert Mongdong^{1*}, Purnomosidi¹

¹Teknik Produksi Minyak & Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jl. Gajah Mada No. 38, Cepu, 58315

*E-mail: hawkinsclifford7@gmail.com

ABSTRAK

Operasi pengeboran *High-Pressure, High-Temperature (HPHT)* dengan *narrow mud window* menuntut sistem fluida inovatif untuk mengatasi kegagalan lumpur berbasis barite konvensional. Tinjauan komprehensif ini menganalisis 15 referensi teknis yang mengevaluasi penggunaan fluida berbasis cesium formate. Fluida ini memberikan solusi unik yaitu kemampuan mencapai densitas ekstrem (hingga $SG > 2.0$) sambil tetap *solids-free*, sehingga secara drastis mengurangi *Equivalent Circulating Density (ECD)* dan risiko kerusakan formasi. Tinjauan ini mengkaji aplikasi multifaset, tidak hanya sebagai lumpur pengeboran tetapi juga sebagai fluida kompleksi dan fluida pembawa *gravel pack* (OHGP) berdensitas rekor ($SG 2.06$) di lapangan Martin Linge. Data lapangan dari Kvitebjørn dan Valemon secara konsisten menunjukkan kinerja sumur yang *superior, clean-up* alami tanpa stimulasi, dan produktivitas jangka panjang yang melebihi ekspektasi. Makalah ini juga membahas diskrepansi antara data laboratorium dan kinerja lapangan yang sukses, menyoroti stabilitas termal dan tantangan operasional fluida formate.

Kata kunci: *Cesium Formate*, Fluida Kompleksi, Pengeboran HPHT, *Solids-Free*

1. PENDAHULUAN

Konstruksi sumur minyak dan gas modern seringkali dihadapkan pada tantangan geologi dan operasional yang semakin kompleks. Salah satu tantangan terbesar adalah operasi pengeboran di lingkungan *High-Pressure, High-Temperature (HPHT)* [1 - 8]. Kondisi HPHT ini seringkali disertai dengan *narrow mud window* (jendela lumpur sempit), di mana perbedaan antara tekanan pori formasi dan tekanan rekah formasi sangat tipis [3],[9]. Pengelolaan *Equivalent Circulating Density (ECD)* menjadi faktor krusial dalam kondisi ini [9].

Lumpur pengeboran konvensional yang menggunakan padatan pemberat (*weighting agent*) seperti *barite* ($BaSO_4$) menghadapi berbagai masalah [9]. Masalah utama meliputi *barite sag* (pengendapan barite) terutama dalam sumur berdeviasi tinggi [1],[4],[9], yang dapat menyebabkan hilangnya kontrol sumur [9]. Selain itu, konsentrasi padatan yang tinggi berkontribusi pada peningkatan ECD, yang dapat dengan mudah melampaui batas tekanan rekah, memicu terjadinya kehilangan sirkulasi (*lost circulation*) dan ketidakstabilan lubang sumur [3], [9]. Penggunaan lumpur dengan padatan tinggi juga berpotensi menyebabkan kerusakan formasi (*formation damage*) yang signifikan, yang pada akhirnya menurunkan produktivitas sumur [1], [2], [5], [6].

Untuk mengatasi tantangan ini, industri mengembangkan sistem lumpur *barite-free* (bebas barite) berdensitas tinggi yang menggunakan garam-garam terlarut [9], [10]. Di antara berbagai jenis garam, fluida berbasis *formate* (format) meliputi sodium ($HCOONa$), potassium ($HCOOK$), dan *cesium* ($HCOOCs$) telah muncul sebagai solusi yang sangat efektif [3], [4],[9],[11]. *Cesium formate*, khususnya, mampu diformulasikan untuk mencapai densitas yang sangat tinggi (hingga $2.29-2.37 \text{ g/cm}^3$) [1], [4], [9] sambil tetap mempertahankan karakteristik *solids-free* (bebas padatan) [3], [9]. Karakteristik ini secara signifikan mengurangi ECD [3],

[5],[9], meminimalkan risiko kerusakan formasi [1],[2],[6],[9], dan dilaporkan dapat meningkatkan *Rate of Penetration* (ROP) [1].

Keunggulan fluida formate tidak terbatas hanya pada fungsinya sebagai lumpur pengeboran (*Reservoir Drilling Fluid/RDF*) [3]. Sifatnya yang stabil pada suhu tinggi [1], [7], kompatibilitas yang baik dengan polimer [7],[9], dan sifat ramah lingkungan [3],[7],[9] menjadikannya fluida yang serbaguna untuk berbagai tahap operasi sumur. Berbagai studi kasus dan referensi teknis menunjukkan penggunaan fluida formate secara ekstensif sebagai *completion fluid* (fluida kompleksi) [1 - 3], *packer fluid* (fluida packer) [1], [3], *screen-running fluid* (fluida pemasangan saringan) [2],[3], dan *Gravel Pack (GP) carrier fluid* (fluida pembawa gravel pack) [3]. Penggunaan satu basis fluida yang sama untuk berbagai tahap operasi ini terbukti menyederhanakan logistik, mengurangi kompleksitas, dan meminimalkan risiko kontaminasi antar fluida di lapangan [3],[5],[8].

Tinjauan lapangan dari berbagai wilayah, termasuk Laut Utara (di lapangan seperti Huldra, Kvitebjørn, Valemon, dan Martin Linge) [1 - 3], [5], Teluk Meksiko (GOM) [12], dan Timur Tengah [1], telah membuktikan efektivitas fluida ini dalam kondisi nyata. Sumur-sumur yang dibor dan diselesaikan (*completed*) menggunakan *cesium formate* (atau campurannya, K/Cs formate) secara konsisten menunjukkan produktivitas yang tinggi, *skin* (faktor kerusakan) yang rendah [2],[3],[5], dan kemampuan *clean-up* (pembersihan) sumur secara alami tanpa memerlukan intervensi stimulasi [2],[3],[6].

Meskipun demikian, terdapat kesenjangan yang jelas antara adopsi teknologi ini di kancah global dan di Indonesia. Di Laut Utara, adopsi fluida formate didorong oleh kebutuhan teknis ekstrem (seperti *narrow mud window* di Martin Linge [3] dan kompleksi OHGP densitas sangat tinggi [3]) yang membuat lumpur konvensional gagal [12]. Sementara itu, di Indonesia, banyak lapangan HPHT (misalnya di Cekungan Kutai atau Sumatra Utara) secara historis masih sangat bergantung pada *Oil-Based Mud* (OBM). *Gap* ini sebagian besar disebabkan oleh persepsi biaya awal (*capital cost*) fluida cesium formate yang sangat tinggi dan tantangan logistik daur ulang [1]. Oleh karena itu, makalah tinjauan ini "dipertajam" sebagai sebuah studi kelayakan teknis dan analisis kritis. Tujuannya adalah untuk mengevaluasi secara komprehensif apakah keunggulan kinerja jangka panjang (produktivitas sumur yang superior, minimnya kerusakan formasi, dan penyederhanaan operasi) yang telah terbukti di berbagai lapangan HPHT dunia [5], [12] dapat memberikan justifikasi teknis dan ekonomis untuk dipertimbangkan sebagai alternatif OBM pada lapangan-lapangan HPHT kritis di Indonesia.

Makalah tinjauan (*review*) ini bertujuan untuk menganalisis dan merangkum temuan dari 15 studi kasus dan investigasi laboratorium mengenai penggunaan fluida pengeboran berbasis *cesium formate*. Paper ini akan mengevaluasi performa teknis, kelebihan, dan kekurangan yang dilaporkan dari fluida formate, serta membandingkan data dari berbagai referensi untuk memberikan gambaran komprehensif mengenai aplikasi fluida *cesium formate* sebagai sistem fluida multifungsi di industri hulu migas.

2. METODOLOGI

Penelitian ini merupakan studi tinjauan literatur (*literature review*) yang sistematis. Metodologi penelitian mencakup identifikasi, analisis, dan sintesis data dari sumber referensi primer yang relevan terdiri dari artikel jurnal *peer-review* dan makalah konferensi teknis (*technical papers*) dari *Society of Petroleum Engineers* (SPE), *American Association of Drilling Engineers* (AADE), serta jurnal ilmiah lainnya. Proses analisis data dilakukan dengan langkah-langkah sebagai berikut:

- Ekstraksi Data Teknis: Setiap referensi dianalisis untuk mengekstrak data kuantitatif dan kualitatif terkait formulasi fluida [3], [8], [9], properti reologi (densitas, viskositas) [9], [14], stabilitas termal [7], [10], dan kondisi operasional (HPHT).
- Analisis Aplikasi: Studi ini mengkategorikan penggunaan fluida formate berdasarkan aplikasi spesifik yang dilaporkan dalam referensi, seperti fluida pengeboran (*drilling fluid*) [1], [3], [8], [10], [13], fluida kompleksi (*completion fluid*) [1]-[3], [5], [12], fluida pembawa *gravel pack* (*GP carrier fluid*) [3], [8], dan penggunaannya untuk stabilisasi serpih (*shale stabilization*) [3], [10], [11], [13].
- Evaluasi Kinerja: Kinerja lapangan dievaluasi berdasarkan parameter kunci yang dilaporkan, termasuk produktivitas sumur [1], [2], [5], faktor *skin* [2], [5], restorasi permeabilitas [6], [12], dan stabilitas lubang sumur [3], [10], [11], [13].
- Sintesis Kelebihan dan Kekurangan: Keuntungan (misalnya, *solids-free*, ECD rendah, stabilitas HPHT) dan keterbatasan (misalnya, biaya, tantangan pengukuran kristalisasi) dari penggunaan fluida formate diidentifikasi dan dikompilasi dari setiap sumber [1]–[15].

Data yang terkumpul akan disajikan dalam bentuk pembahasan komparatif, didukung oleh tabel dan grafik untuk memvisualisasikan perbandingan kinerja dan properti antar studi kasus yang berbeda.

3. PEMBAHASAN

Analisis dari referensi mengungkapkan bahwa fluida berbasis formate, khususnya *cesium formate* dan campurannya (K/Cs formate), menawarkan solusi teknis yang unggul untuk berbagai tantangan pengeboran dan kompleksi, terutama di lingkungan HPHT [1 – 15]. Pembahasan ini akan menguraikan formulasi dan sifat reologi, aplikasi multifaset, keunggulan kinerja, serta tantangan dan keterbatasan yang teridentifikasi.

A. Formulasi , Densitas, dan Sifat Reologi

Keunggulan utama fluida formate adalah kemampuannya untuk mencapai densitas tinggi tanpa menggunakan padatan pemberat seperti *barite* [1],[9],[10]. Sistem ini digolongkan sebagai fluida *solids-free* atau *low-solids* [3],[9]. *Cesium formate* (HCOOCs) murni dapat mencapai densitas saturasi hingga 2.37 g/cm³ [1],[4],[8], sementara campurannya dengan potassium (K) dan sodium (Na) formate memungkinkan formulasi densitas yang dapat disesuaikan dengan kebutuhan lapangan [3], [8 - 11].

Studi oleh Leusheva dkk. dan Sajjadian dkk. meneliti formulasi lumpur formate berdensitas 1.45 g/cm³ dan 1.25 g/cm³ (78 pcf), yang menggunakan kombinasi garam formate (Na/K) sebagai fase cair, polimer (seperti Xanthan Gum dan PHPA) sebagai viskosifier dan pengontrol filtrasi [9],[10], serta sejumlah kecil Kalsium Karbonat (CaCO₃) sebagai *bridging agent* [2],[8]. Nilsen dkk. melaporkan penggunaan fluida K/Cs formate dengan densitas SG 1.85 untuk pengeboran dan SG 2.06 untuk *gravel pack*, hanya dengan "partikel penjembatanan kalsium karbonat minimal" [4].

Tabel 1 menunjukkan evolusi formulasi. Studi laboratorium awal [9],[10] menetapkan komponen dasarnya (garam, polimer, CaCO₃). Formulasi lapangan historis seperti di Huldra [8] menggunakan PAC sebagai pengontrol fluid loss primer. Namun, formulasi HPHT yang lebih modern, seperti yang digunakan di Martin Linge [3] dan diuji untuk GOM [12], cenderung menghindari PAC dan mengandalkan *modified starch* serta *bridging agent* minimal (75–100 kg/m³) [3],[12]. Menariknya, studi Pietrangeli dkk. secara spesifik menambahkan *flowback additive* (*microemulsion*) [12] untuk meningkatkan *return permeability*, yang akan dibahas lebih lanjut. Leon dkk. mengkonfirmasi tren ini, menyatakan bahwa formulasi modern menganut

filosofi "*less is more*" karena *brine* formate itu sendiri sudah memiliki sifat antioksidan, lubrikasi, dan biostatik [8].

Tabel 1. Perbandingan Formulasi Dasar Lumpur Formate

Komponen	Sajjadian dkk. [10] (Laboratorium)	Leon dkk. [8] (Lapangan Huldra)	Pietrangeli dkk. [12] (Laboratorium GOM)	Nilsen dkk. [3] (Lapangan Martin Linge)
Basis Fluida	<i>Sodium Formate, Potassium Formate</i>	<i>Cesium/Potassium (K/Cs) Formate</i>	<i>Cesium/Potassium (K/Cs) Formate</i>	<i>Cesium/Potassium (K/Cs) Formate</i>
Viskosifier	<i>XC-Polymer</i>	<i>XC-Polymer</i>	<i>XC-Polymer</i>	Biopolimer (tidak dispesifikasi)
<i>Fluid Loss Control</i>	<i>Starch-Green, PAC-LV</i>	<i>PAC, Modified Starch</i>	<i>Fluid Loss Polymer</i>	<i>Modified Starch</i>
<i>Bridging Agent</i>	CaCO ₃	CaCO ₃ (60 kg/m ³)	CaCO ₃ (75 lb/bbl)	CaCO ₃ (100 kg/m ³)
Inhibitor/Lainnya	KCl, <i>Soda Ash</i>	pH <i>Buffer</i>	<i>Flowback Additive (Microemulsion)</i>	pH <i>buffer</i>
Densitas Target	~1,25 g/cm ³ (10,4 ppg)	1,94 g/cm ³ (16,2 ppg)	1,97 g/cm ³ (16,4 ppg)	1,85 g/cm ³ (15,4 ppg)

Secara reologi, fluida formate menunjukkan perilaku non-Newtonian (pseudoplastik). Leusheva dkk. [9] secara spesifik menyimpulkan bahwa model *Herschel-Bulkley* adalah model yang paling akurat untuk memprediksi perilaku alirannya di seluruh rentang *shear rate*, mengungguli model *Bingham Plastic* dan *Power Law*. Sifat pseudoplastik ini sangat penting karena memberikan viskositas tinggi saat laju alir rendah (untuk suspensi *cutting*) dan viskositas rendah saat laju alir tinggi (untuk meminimalkan ECD) [9].

B. Aplikasi Multifaset di Lapangan

Salah satu keunggulan operasional terbesar dari sistem formate adalah fleksibilitasnya. Referensi lapangan [1]-[3], [5] dan tinjauan industri [8] menunjukkan bahwa basis fluida yang sama dapat digunakan di hampir seluruh fase penyelesaian sumur [8], sehingga mengurangi kompleksitas logistik dan risiko ketidakcocokan fluida [3].

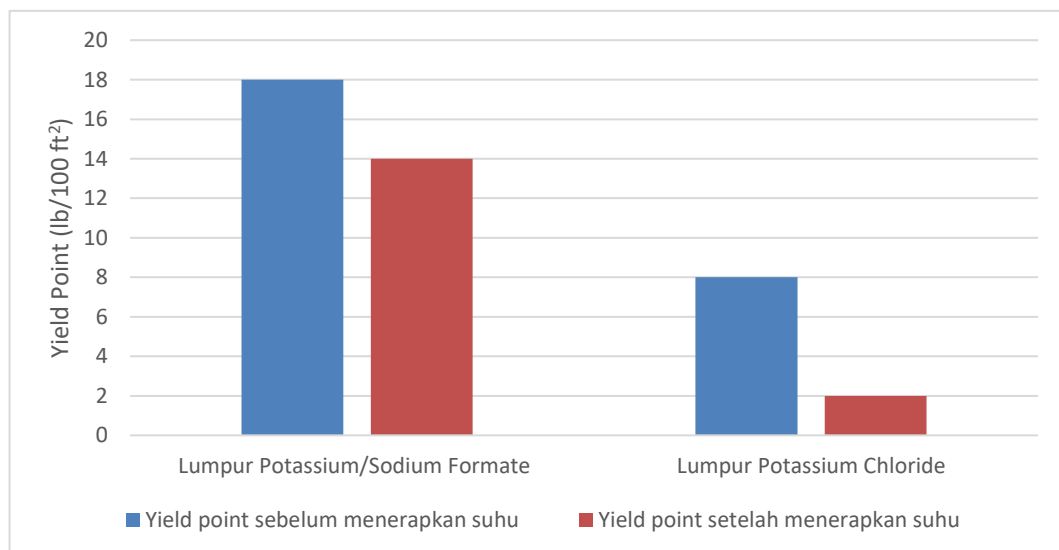
- Lumpur Pengeboran (RDF): Ini adalah aplikasi utamanya, terutama untuk mengebor zona reservoir HPHT [1]-[3], [5], [8], [10]. Sifat *low-solids* dan ECD yang rendah sangat ideal untuk *narrow mud window* [3], [9].
- Fluida Kompleksi dan *Packer Fluid*: Karena kejernihan (bebas padatan) dan stabilitas jangka panjangnya, fluida formate ideal sebagai fluida kompleks [1], [2] dan fluida *packer* [1], [8], [10].
- *Gravel Pack (GP) Carrier Fluid*: Studi kasus Martin Linge [3] mencatat rekor dunia penggunaan fluida K/Cs formate sebagai *carrier fluid* untuk *Openhole Gravel Pack* (OHGP) dengan densitas SG 2.06 [3]. Ini membuktikan kemampuannya untuk mentransportasi proppant secara efektif pada densitas yang ekstrem.
- *Screen-Running Fluid*: Dalam operasi yang sama, fluida K/Cs formate dengan densitas SG 2.03 berhasil digunakan sebagai fluida untuk pemasangan saringan (*screen-running fluid*) [2], [3], [8].

C. Keunggulan Kinerja Utama

• Stabilitas Termal dan Stabilitas *Shale*

Stabilitas pada suhu tinggi (HPHT) adalah alasan utama pengembangan fluida ini [1]. Garam formate terbukti secara signifikan meningkatkan stabilitas termal polimer seperti pati (*starch*) dan xanthan [7], [8], [10].

Sebuah studi laboratorium oleh Davarpanah dkk. secara langsung membandingkan stabilitas lumpur berbasis K/Na Formate dengan lumpur KCL standar setelah *hot rolling* selama 16 jam pada 250°F (~121°C). Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 1, fluida formate mempertahankan sifat reologinya dengan degradasi minimal, sementara lumpur KCL mengalami penurunan drastis pada *Yield Point* (YP) dan *Plastic Viscosity* (PV) [7]. Selain stabilitas termal, fluida formate menunjukkan kemampuan inhibisi *shale* yang kuat [10], [11]. Mekanisme utamanya adalah aktivitas air (*water activity*) yang sangat rendah, yang menciptakan osmosis untuk menarik air keluar dari formasi *shale*, sehingga mencegah hidrasi dan pembengkakan [10], [11].



Gambar 1. Perbandingan Stabilitas Reologi Lumpur Formate vs. Lumpur KCl setelah *Hot Rolling* [7]

Data pada Tabel 2 menunjukkan konvergensi temuan yang kuat dari lima kelompok peneliti, baik melalui metode *shale recovery* ([7], [10 - 12], maupun *swelling index* [13], [15], fluida berbasis formate secara konsisten menunjukkan kemampuan inhibisi *shale* yang jauh lebih superior dibandingkan sistem KCl konvensional dan *water-based mud* (WBM) standar. Konate dkk. juga mencatat bahwa ROP (*Rate of Penetration*) tertinggi dan torsi pengeboran terendah dicapai saat menggunakan cesium formate, mengindikasikan lubang sumur yang lebih stabil dan terlubrikasi dengan baik [13], [14].

Tabel 2. Perbandingan Kinerja Stabilitas *Shale* (% *Shale Recovery*)

Peneliti	Metode Uji	Formasi/ Sampel Uji	Jenis Fluida	% <i>Shale Recovery</i> / % <i>Swelling</i>
Davarpanah dkk. [7]	<i>Shale Recovery</i>	Laboratorium	K/Na Formate	94,8% <i>recovery</i>
Davarpanah dkk. [7]	<i>Shale Recovery</i>	Laboratorium	Lumpur KCl	88,6% <i>recovery</i>
Davarpanah & Mirshekari [3]	<i>Shale Recovery</i>	Laboratorium	K Formate (100 g)	87,1% <i>recovery</i>
Davarpanah & Mirshekari [3]	<i>Shale Recovery</i>	Laboratorium	K/Na Formate (campur 50/50)	94,8% <i>recovery</i>
Sajjadian dkk. [10]	<i>Shale Recovery</i>	Laboratorium	K/Na Formate + Polimer	94% <i>recovery</i>

Pietrangeli dkk. [12]	Disintegration Test (Recovery)	GOM Shale (Clay 20-30%)	Air Tawar	16% recovery
Pietrangeli dkk. [12]	Disintegration Test (Recovery)	GOM Shale (Clay 20-30%)	Air Formasi	55% recovery
Pietrangeli dkk. [12]	Disintegration Test (Recovery)	GOM Shale (Clay 20-30%)	K/Cs Formate DIF	95% recovery
Konate dkk. [13], [15]	Swelling Index	Tuscaloosa Marine Shale (TMS)	Air Tawar	29,5% swelling
Konate dkk. [13], [15]	Swelling Index	Tuscaloosa Marine Shale (TMS)	2% KCl	11% swelling
Konate dkk. [13], [15]	Swelling Index	Tuscaloosa Marine Shale (TMS)	Cs Formate	3,8% swelling

• Produktivitas Sumur dan Restorasi Permeabilitas

Keuntungan terbesar dari fluida *solids-free* ini adalah dampaknya terhadap produktivitas sumur. Tinjauan lapangan dari sumur-sumur di Kvitebjørn [5] dan Valemon [2] serta studi kasus di Martin Linge [3] menunjukkan hasil yang luar biasa. Sumur-sumur ini mampu melakukan *clean-up* secara alami (tanpa stimulasi) dan menunjukkan *skin* yang sangat rendah atau negatif [2],[3],[5]. Studi jangka panjang di lapangan Kvitebjørn sangat menonjol. Lima sumur HPHT pertama yang dibor dengan *cesium formate* menunjukkan [5]:

- Peningkatan kualitas reservoir yang terdeteksi pada *log* (HCPF naik 33%)
- Peningkatan estimasi cadangan terambil (naik 50%)
- Produksi kumulatif aktual setelah 14 tahun melebihi estimasi cadangan yang sudah dinaikkan tersebut

Temuan ini secara langsung membantah kekhawatiran yang timbul dari pengujian laboratorium standar. Inilah "Paradoks Lab vs. Lapangan" yang menjadi fokus tajam tinjauan ini. Studi Valemon dan Kvitebjørn sama-sama mencatat bahwa tes *core flooding* di laboratorium justru mengindikasikan potensi kerusakan formasi (seperti disolusi kaolinit [2] atau penurunan permeabilitas 65% [5]). Namun, kinerja produksi di lapangan *tidak* mencerminkan kerusakan ini.

Studi laboratorium yang lebih baru oleh Downs dkk. dan Pietrangeli dkk. memberikan penjelasan mekanistik atas "paradoks lab-vs-lapangan" ini. Downs dkk. menemukan bahwa restorasi permeabilitas pada *core* yang terpapar *drilling fluid* formate (mengandung polimer) lebih lambat dibandingkan *core* yang hanya terpapar *brine* jernih [6]. Pietrangeli dkk. mengkonfirmasi hal ini dalam tes pada batuan GOM, di mana *return permeability* (RP) awalnya hanya 29% [12]. Mereka mengidentifikasi penyebabnya bukan kerusakan permanen, melainkan retensi filtrat atau imbibisi. Ketika *core* yang sama disentrifugasi (untuk mensimulasikan *draw-down* yang lebih kuat), RP melonjak menjadi 64%, dan dengan penambahan *flowback additive*, RP di laboratorium mencapai 93%. Hal ini membuktikan bahwa kerusakan yang teramati di lab bersifat sementara dan dapat diatasi dengan *drawdown* yang cukup, yang di lapangan nyata bisa berlangsung sehari-hari atau berminggu-minggu, jauh lebih lama daripada simulasi lab yang hanya berlangsung beberapa jam [6],[12].

D. Tantangan dan Keterbatasan

Kesulitan pengukuran *True Crystallization Temperature* (TCT) adalah tantangan operasional yang signifikan. Howard & Chrenowski menemukan bahwa prosedur API standar un-

tuk mengukur TCT pada *brine* gagal total untuk formate [4]. Hal ini disebabkan oleh fenomena *supercooling* (pendinginan berlebih) yang ekstrem dan pembentukan kristal *metastable* (terutama pada potassium formate), yang memberikan hasil TCT yang salah atau "terlalu rendah untuk diukur" [4],[8]. Saat ini, prosedur yang benar telah dikembangkan menggunakan *intelligent crystal seeding* (pemanian kristal) [4] dan telah dimasukkan dalam standar industri baru (ISO 13503-3) [8].

Biaya awal cesium (logam alkali langka) yang sangat tinggi juga menjadi satu faktor tantangan. Gao dan Leon dkk. menyoroti bahwa reklamasi (daur ulang) fluida adalah faktor kunci untuk membuat penggunaan formate efektif secara biaya [1],[8]. Tantangan lain yang diidentifikasi oleh Leon dkk. adalah kesalahan formulasi oleh personel yang tidak berpengalaman. Seringkali, aditif yang tidak perlu (seperti *biocide*, *corrosion inhibitor*, *shale stabilizers*) ditambahkan ke dalam lumpur formate, padahal sifat bawaan *brine* formate (aktivitas air rendah, pH basa) sudah mencakup fungsi-fungsi tersebut [8]. Tantangan terkait adalah hidrasi polimer polimer seperti *xanthan* sulit terhidrasi dalam *brine* konsentrasi tinggi dan membutuhkan *shear*, suhu, dan waktu pencampuran yang tepat.

Potensi interaksi fluida-batuan juga menjadi salah satu tantangan. Seperti yang dicatat dalam studi Valemon [2], paparan jangka panjang (misalnya, saat sumur ditanggguhkan) terhadap fluida formate yang bersifat basa (pH tinggi) dapat menyebabkan reaksi geokimia di dalam formasi. Di laboratorium, mereka mengamati disolusi kaolinit dan presipitasi *cesium* silikat [2]. Meskipun dalam kasus Valemon, Tune, dan Kvitebjørn, hal ini tidak terbukti berdampak negatif pada produktivitas akhir [2], ini tetap menjadi faktor yang harus dipertimbangkan dalam desain fluida.

4. SIMPULAN

Tinjauan komprehensif terhadap 15 referensi teknis ini menegaskan bahwa fluida berbasis *cesium formate* (termasuk campuran K/Cs dan Na/K) merupakan sistem fluida *non-damaging* berkinerja tinggi yang secara efektif mengatasi tantangan operasional kritis di lingkungan HPHT. Kemampuan utamanya untuk diformulasikan sebagai fluida berdensitas sangat tinggi (hingga SG 2.06 atau lebih) namun tetap *solids-free* (bebas padatan) atau *low-solids*, menjadikannya solusi ideal untuk mengebor formasi dengan *narrow mud window*. Penggunaan fluida ini secara signifikan mengurangi ECD, memberikan stabilitas termal yang unggul pada suhu di atas 150°C, dan menawarkan inhibisi *shale* yang kuat melalui mekanisme osmosis dan aktivitas air yang rendah.

Lebih lanjut, tinjauan ini menyoroti fleksibilitas sistem formate sebagai fluida multifaset. Data lapangan membuktikan keberhasilannya tidak hanya sebagai lumpur pengeboran (RDF), tetapi juga sebagai fluida kompleksi, *screen-running fluid*, dan fluida pembawa *gravel pack*, yang menyederhanakan logistik dan mengurangi risiko operasional. Temuan paling signifikan adalah kinerja produksi sumur di lapangan seperti Kvitebjørn dan Martin Linge. Sumur-sumur ini secara konsisten menunjukkan *skin* yang sangat rendah, *clean-up* alami tanpa memerlukan stimulasi, dan memberikan produktivitas kumulatif jangka panjang yang melebihi ekspektasi awal. Meskipun studi laboratorium jangka pendek mengindikasikan potensi kerusakan akibat *filtrate retention*, data kinerja lapangan membuktikan bahwa dalam kondisi *drawdown* yang realistis dan durasi yang cukup, fluida ini memberikan dampak minimal terhadap kerusakan formasi.

Meskipun keunggulan di lapangan telah terbukti, tinjauan ini mengidentifikasi beberapa area di mana penelitian lebih lanjut diperlukan. Pertama, terdapat kebutuhan mendesak untuk mengembangkan dan menstandarisasi protokol uji *core flooding* di laboratorium yang lebih akurat. Tes di masa depan harus dirancang dengan periode *drawdown* yang jauh lebih lama (ber-

hari-hari atau berminggu-minggu, bukan jam) untuk mensimulasikan proses *clean-up* sumur di dunia nyata secara lebih baik, sehingga dapat menjembatani kesenjangan antara hasil restorasi permeabilitas di laboratorium dan kinerja produksi aktual di lapangan. Kedua, interaksi geokimia jangka panjang antara fluida formate yang bersifat basa (pH tinggi) dan mineral formasi seperti kaolinit memerlukan investigasi lebih lanjut; studi saat ini berfokus pada paparan jangka pendek (misalnya, 28 hari). Ketiga, mengingat biaya cesium yang tinggi dan tantangan operasional (seperti pengukuran TCT dan hidrasi polimer), penelitian lanjutan harus fokus pada optimasi formulasi campuran (Na/K/Cs) dan standarisasi prosedur pencampuran di lapangan untuk menyeimbangkan antara kinerja teknis dan keekonomian proyek.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] [1] C. H. Gao, "A Survey of Field Experiences With Formate Drilling Fluid," *SPE Drilling & Completion*, hlm. 1-8, 2019.
- [2] N. Fleming, L. G. Moland, G. Svanes, R. Watson, J. Green, I. Patey, M. Byrne, dan S. Howard, "Formate Drilling and Completion Fluids: Evaluation of Potential Well-Productivity Impact, Valemon," *SPE Production & Operations*, hlm. 22-28, Feb. 2016.
- [3] S. J. Nilsen, H. U. Obrestad, H. Kaarigstad, N. Mansurova, T. A. Solvoll, J. Lochen, S. Howard, B. Abrahams, dan C. Busengdal, "Reservoir Drilling and Openhole Gravel Packing with High-Density Cesium Formate Fluids in a High-Pressure, Marginal Mud Window Environment at Martin Linge," *SPE Journal*, hlm. 1361-1373, Mar. 2024.
- [4] S. Howard dan M. Chrenowski, "Formate Brines and their Crystallization Temperatures - New Insight into Fluid Behavior and Measuring Methodology," dalam *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, The Woodlands, TX, Apr. 2015, Paper SPE 173741.
- [5] J. D. Downs dan N. Fleming, "Profiling the Production Performance of Five HPHT Gas Condensate Wells Drilled and Completed with High-Density Cesium Formate Fluids in the Brent Group Formations of the Kvitebjørn Field," dalam *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*, Lafayette, LA, Feb. 2020, Paper SPE 199286.
- [6] J. D. Downs, S. K. Howard, dan Z. Q. Anderson, "Rates of Permeability Restoration in Tight Gas-Bearing Sandstone Cores Following Long-Duration Exposure to Cesium Formate Fluids under HPHT Conditions - A Detailed Laboratory Investigation," dalam *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*, Lafayette, LA, Feb. 2018, Paper SPE 189502.
- [7] A. Davarpanah, M. Zarei, dan A. Razmjoo, "Evaluation of Thermal Stability by Comparison of Potassium Chloride and Potassium/Sodium Formate Fluids," *J. Environ Anal Toxicol*, vol. 7, no. 1, hlm. 426, Jan. 2017.
- [8] S. Leon, Z. Anderson, A. Ioannou, dan S. Howard, "Formulating High-Performance Well Construction Fluids Based on Formate Brines - Lessons Learnt Over 30 Years," dalam *2024 AADE Fluids Technical Conference and Exhibition*, Houston, TX, Apr. 2024, Paper AADE-24-FTCE-047.
- [9] E. Leusheva, N. Brovkina, dan V. Morenov, "Investigation of Non-Linear Rheological Characteristics of Barite-Free Drilling Fluids," *Fluids*, vol. 6, no. 9, hlm. 327, Sep. 2021.
- [10] M. Sajjadian, E. M. Motlagh, dan A. A. Daya, "Experimental Investigation of Formulation and Field Performance of Formate-Based Drilling Fluid System for Vertical Well Drilling," *International Journal of Mining Science (IJMS)*, vol. 2, no. 2, hlm. 20-25, 2016.
- [11] A. Davarpanah dan B. Mirshekari, "Effect of formate fluids on the shale stabilization of shale layers," *Energy Reports*, vol. 5, hlm. 987-992, 2019.
- [12] G. Pietrangeli, A. Ceballos, W. Wise, L. Hayden, dan S. Howard, "Return Permeability Optimization Using Flowback Additives in Formate-Based Fluids," dalam *2022 AADE Fluids Technical Conference and Exhibition*, Houston, TX, Apr. 2022, Paper AADE-22-FTCE-033.
- [13] N. Konate dan S. Salehi, "Experimental Investigation of Inhibitive Drilling Fluids Performance: Case Studies from United States Shale Basins," *Energies*, vol. 13, no. 19, hlm. 5142, Okt. 2020.

- [14] N. Konate, C. P. Ezeakacha, dan S. Salehi, "Application of an Innovative Drilling Simulator Set Up to Test Inhibitive Mud Systems for Drilling Shales," dalam *SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium*, Oklahoma City, OK, Apr. 2019, Paper SPE-195189-MS.
- [15] N. Konate, M. Magzoub, S. Salehi, A. Ghalambor, dan M. Mokhtari, "Laboratory Evaluation of Mud Systems for Drilling High Clay Shales in Dynamic Conditions: Comparison of Inhibitive Systems," dalam *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*, Lafayette, LA, Feb. 2020, Paper SPE-199316-MS.