The background of the cover is a dynamic splash of blue water, with numerous water droplets and bubbles scattered across the white space. The water appears to be falling from the top, creating a sense of movement and freshness.

KERUSAKAN FORMASI PADA KEGIATAN *HYDRAULIC FRACTURING* DENGAN MENGGUNAKAN FLUIDA PEREKAH BERBAHAN DASAR AIR

Tim Penulis:

Dedi Kristanto

Dewi Asmorowati

Haryadi

Allen Haryanto L

Rasyid Tegar Prambudi



Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat,
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta
2023

Kerusakan Formasi Pada Kegiatan Hydraulic Fracturing Dengan Menggunakan Fluida Perekah Berbahan Dasar Air

Tim Penulis:

Dedi Kristanto

Dewi Asmorowati

Haryadi

Allen Haryanto L

Rasyid Tegar Prambudi

Hak cipta dilindungi oleh undang-undang

Dilarang mengutip atau memperbanyak sebagian atau seluruh

isi buku ini dalam bentuk apapun, baik secara elektronik

maupun mekanis, termasuk memfotocopy, merekam, atau

dengan sistem penyimpanan lainnya, tanpa izin tertulis dari

Penulis

Editor : Dewi Asmorowati dan Dian Indri Astuti

Penyunting : Dewi Asmorowati

Desain Sampul dan Tata Letak:

Penerbit LPPM UPN Veteran Yogyakarta

Cetak Pertama, 2023

ISBN : 978-623-389-234-6

ISBN 978-623-389-234-6



Penerbit

Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat,

Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta

Diterbitkan oleh:

Penerbit LPPM UPN Veteran Yogyakarta

Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condongcatur , Yogyakarta,

55283

Telp. (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400

Dicetak Oleh:

Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat

UPN Veteran Yogyakarta

Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condongcatur , Yogyakarta,

55283

Telp. (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400

KATA PENGANTAR

Puji syukur kami panjatkan ke hadirat Allah SWT, yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga kegiatan dengan buku Kerusakan Formasi Pada Kegiatan *Hydraulic Fracturing* Dengan Menggunakan Fluida Perekah Berbahan Dasar Air telah selesai dilaksanakan.

Buku ini merupakan buku referensi yang berjudul “Kerusakan Formasi Pada Kegiatan Hydraulic Fracturing Dengan Menggunakan Fluida Perekah Berbahan Dasar Air”. Buku ini mencakup informasi mulai dari teori mengenai fluida perekah yang terdiri dari *based faracturing fluid, additive* dan pengujian *compatibility*.

Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penulisan buku ini. Kekurangan yang ada akan menjadi cambuk untuk melaksanakan perbaikan dalam penulitsan buku kegiatan yang lebih baik di masa yang akan datang. Semoga buku ini dapat memberikan manfaat bagi sivitsas akademika, dosen, mahasiswa dan masyarakat di masa sekarang maupun yang akan datang.

Hormat Kami

Penulis

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR	ii
DAFTAR ISI.....	iii
DAFTAR TABEL.....	iv
DAFTAR GAMBAR	v
BAB I PENDAHULUAN	1
BAB II FLUIDA PEREKAH DAN JENISNYA	5
2.1. Fluida Perekah.....	6
2.2. Additive pada fluida perekah.....	14
BAB III PENGGUNAAN AIR LAUT DALAM FLUIDA PEREKAH	19
3.1. Hidrasi	20
3.2. Efek Ion pada kemampuan crosslink.....	21
3.3. Kecenderungan Pengendapan.....	23
BAB IV KERUSAKAN FORMASI.....	25
4.1. Residu	25
4.2. Clay Problem.....	28
4.3. Mekanisme Interaksi Mineral Lempung dengan Fluida Perekah Batuan.....	35
4.4. Dampak Geo-kimia dan Geo-mekanika Interaksi Mineral Lempung dengan Fluida Pemecah Batuan	39
4.5. Masalah Mekanikal (Proppant)	43
DAFTAR PUSTAKA	51

DAFTAR TABEL

Tabel II. 1 Jenis additive pada fluida perekah.....	18
Tabel IV. 1 Jenis mineral lempung	31

DAFTAR GAMBAR

Gambar 4. 1 Fluida perekah secara visual (a) sebelum break, (b) setelah break, (c) residu yang dihasilkan.....	26
Gambar 4. 2 Interaksi mineral clay dengan fluida perekah pada daerah rekahan dan daerah sekitar rekahan	42
Gambar 4. 3 Ukuran specimen batuan dan proppant	50

BAB I PENDAHULUAN

Hydraulic Fracturing merupakan salah satu metode stimulasi untuk menaikkan produktivitas reservoir minyak atau gas yang memiliki permeabilitas kecil (Clark, 1949) (Al-Muntasheri, 2014) dengan jalan menyuntikkan kombinasi fluida dengan salah satu kandungannya adalah polimer yang memiliki viskositas tinggi sehingga terbentuk rekahan, dan mengisi rekahan tersebut dengan proppant. Keberhasilan kegiatan *hydraulic fracturing* dilihat dari kenaikan produksi yang mencerminkan adanya kenaikan permeabilitas serta konduktivitas formasi sehingga mampu menaikkan produktivitas sumuran. Kenaikan permeabilitas yang diharapkan dari proses *hydraulic fracturing* dapat mengalami perubahan.

Perubahan permeabilitas rekahan dapat terjadi dari beberapa faktor (1) ukuran, *property*, bentuk dan distribusi *proppant* (Zuo, dkk., 2019); (2) perubahan mineral batuan terutama mineral *clay* (Di Zhang, 2021); dan (3) adanya residu yang diakibatkan oleh fluida perekah yang tidak *break* secara sempurna (Almubarak, dkk., 2020) atau adanya penggunaan air sebagai pelarut fluida perekah.

Salah satu faktor yang mempengaruhi keberhasilan *hydraulic fracturing* adalah pemilihan fluida perekah dan *additivenya* (Tariq Almubarak, 2020). Bahan dasar fluida perekah yang

pertama kali digunakan adalah minyak, namun pada perkembangannya karena faktor keekonomian, keselamatan, dan lingkungan, fluida bahan dasar fluida perekah berganti menjadi air. Fluida perekah tersebut harus mampu membawa proppant sampai di formasi pada kedalaman tertentu, membuat rekahan, dan mengisi rekahan tersebut dengan proppant, sehingga didapatkan permeabilitas rekahan yang mampu mengalirkan fluida reservoir lebih mudah.

Penggunaan fluida perekah berbahan dasar air dengan fluida pengental dalam penggunaannya memerlukan *breaker* yang tepat, agar dapat mengurangi efek penyumbatan yang disebabkan oleh adanya partikel polimer yang tidak terpecahkan setelah proses perekahan dan *flowback* (Almubarak, dkk., 2020). Salah satu jenis fluida pengental yang banyak digunakan adalah Guar Gum dan turunannya, meliputi HPG dan CMHPG. Jenis pengental diekstrak dari tanaman Guar sehingga bersifat alami, ramah lingkungan dan harga lebih ekonomis jika dibandingkan dengan fluida pengental sintetis.

Disisi lain sumber air sebagai pelarut sangat berpengaruh terhadap terbentuknya kerusakan formasi. Beberapa penelitian yang sudah ada memakai air dari berbagai sumber antara lain *aquades*, *deionized water*, air produksi, dan air laut. Air-air tersebut mempunyai karakteristik tertentu, misalkan pada air produksi mengandung berbagai ion yang secara alamiah

mempengaruhi salinitas air formasi serta dapat mempengaruhi kecenderungan dalam pembentukan *scale* di reservoir. *Scale* yang umumnya muncul di reservoir minyak dan gas bumi antara lain *scale calcium sulfate*, *calcium carbonate*, barium *sulfate*, dan *magnesium sulfate*. *Scale* tersebut dapat terjadi karena kelarutan ion-ion tersebut sudah terlampaui sehingga terjadi pengendapan dan dapat memicu terjadinya penyumbatan dan kerusakan formasi.

Pada prakteknya penggunaan air formasi sebagai bahan dasar pada fluida perekah *water based* umum digunakan karena mengurangi biaya dalam operasi *hydraulic fracturing*. Namun adanya kandungan ion pada air formasi tersebut jika bertemu dengan campuran fluida perekah mengakibatkan beberapa perubahan *rheology* pada fluida perekah tersebut, dan dapat mempengaruhi residu yang dihasilkan oleh fluida perekah.

Fluida perekah juga harus memperhatikan kandungan mineral *clay* dalam batuan formasi, terutama jika menggunakan fluida perekah berbahan dasar air. Interaksi air dengan *clay* yang terdapat pada batuan reservoir dapat menyebabkan terjadinya *swelling* atau *finer migration* dari mineral batuan tersebut. Interaksi antara fluida perekah yang diinjeksikan kedalam reservoir dan berinteraksi dengan air formasi juga dapat memberikan kontribusi adanya kerusakan formasi. Hal tersebut dimungkinkan karena air formasi mengandung ion-ion yang

mampu mengganggu kestabilan mineral *clay* yang terkandung di dalam batuan reservoir.

Pada buku ini nantinya akan membahas mengenai kerusakan formasi yang dapat diakibatkan oleh adanya penggunaan fluida pererah berbahan dasar air dari segi jenis fluida pererahnya, jenis air, serta mineral batumannya.

BAB II FLUIDA PEREKAH DAN JENISNYA

Komposisi fluida perekah berbahan dasar air terdiri dari air, fluida pengental, *additive*, dan proppant atau pasir. Fluida ini harus mampu merekahkan batuan dan mengisinya dengan proppant. Konsentrasi fluida pengental dan *additive* yang digunakan dalam perekahan hidrolik tergantung pada kondisi tekanan, temperature, dan jenis mineral batuan dari reservoir yang akan direkahkan.

Untuk mencapai keberhasilan stimulasi, fluida perekah harus memiliki beberapa *properties* sebagai berikut (Miskimins, 2020):

- a. Kompatibel dengan material batuan formasi dan fluida formasi.
- b. Mampu menahan suspensi proppant dan membawa proppant masuk jauh ke dalam rekahan yang terbentuk.
- c. Harus memiliki viskositas tertentu untuk menciptakan rekahan dengan lebar yang cukup agar proppant dapat masuk atau untuk memungkinkannya penembusan asam yang cukup dalam.
- d. Fluida harus efisien (*low fluid leak off*).
- e. Mudah dikeluarkan atau dibersihkan dari formasi sehingga tidak menimbulkan kerusakan formasi.
- f. Fluida memiliki *friction pressure* yang rendah.

- g. Fluida mudah dan sederhana untuk disiapkan di lapangan dalam skala besar.
- h. Viskositasnya stabil selama kegiatan *hydraulic fracturing* sehingga tidak ada penurunan viskositas yang dipengaruhi tekanan atau temperatur.
- i. Harganya yang murah.

Untuk mencapai desain fluida perekah sesuai kriteria di atas, maka fluida perekah biasanya tersusun atas thickener seperti polimer dan *crosslinking agent*, *temperature stabilizers*, *pH control agent*, *biocide/bactericide*, *gel stabilizer*, *clay stabilizer*, *fluid loss control material*, *non-emulsifier* dan *breaker*. Setiap material tersebut harus tepat pemilihan jenis serta konsentrasinya agar tidak menimbulkan kerusakan formasi akibat tersumbatnya permeabilitas batuan. Pemilihan desain fluida serta konsentrasinya dimulai dengan melakukan pemilihan fluida dasar dengan mempertimbangkan salinitas serta kandungan chemical air, pemilihan jenis polimer serta *crosslinking agent*, pemilihan *additive*, pemilihan jenis *breaker*. Untuk menentukan konsentrasi ditentukan berdasarkan uji laboratorium dan uji stabilitas fluida dengan menirukan kondisi sebenarnya, serta dilakukan juga simulasi untuk mengetahui keberhasilan desain fluida (Gondalia, et al., 2019).

2.1. Fluida Perekah

Sejak konsep rekahan hidrolik diperkenalkan, banyak cairan telah dikembangkan dan diuji sebagai kemungkinan pilihan

untuk berbagai jenis formasi dan bahkan lokasi geografis. Berikut akan dibahas mengenai jenis-jenis fluida perekah yang digunakan pada proses perekahan hidrolik.

2.1.1. Fluida Perekah Berbahan Dasar Air

Fluida perekah berbahan dasar air adalah fluida rekahan hidrolik paling umum yang digunakan saat ini. Hal ini disebabkan oleh biaya rendah, ketersediaan, dan kemampuan mereka untuk membawa *proppant* ke tempatnya dan menjaga konduktivitas rekahan. Meskipun fluida perekah berbahan dasar air memiliki beberapa keunggulan dibandingkan dengan jenis cairan rekahan lainnya, mereka lebih rentan menyebabkan kerusakan formasi akibat hidrasi lempung yang dapat menyebabkan penurunan produksi hidrokarbon ke permukaan. Ribeiro dan Sharma berpendapat bahwa fluida perekah berbahan dasar air pada sumur-sumur non-konvensional, yang sebagian besar mengandung komponen mineral lempung yang signifikan, menghadapi tantangan signifikan. Salah satu cara yang paling efektif yang digunakan untuk mengatasi keterbatasan ini adalah dengan menggunakan fluida perekah berbahan dasar air dicampur dengan fluida lain seperti karbondioksida (CO₂) atau nitrogen (N₂). Penambahan ini disebut *energizing fluid*, dan secara signifikan mengurangi jumlah air yang dibutuhkan untuk perekahan dan dengan demikian meningkatkan efisiensi perekahan hidrolik di formasi yang sensitif terhadap air.

Cairan rekahan jenis *slickwater* pada dasarnya terdiri dari air, proppant pasir, dan bahan kimia lainnya untuk mengatasi gesekan, korosi, pengembangan lempung, dan reaksi-*adverse* lainnya akibat penginjeksian fluida perekah ke dalam bawah permukaan. Fluida perekah ini ditandai dengan viskositas yang lebih rendah dan kemampuan untuk membentuk rekahan kompleks yang umumnya mencapai lebih dalam ke formasi sasaran. Keterbatasan dari jenis fluida perekah berbahan dasar air ini (*slickwater*) adalah kapasitas transportasi proppant yang rendah. Hal ini sering dikompensasi dengan tingkat pemompaan yang lebih tinggi untuk menjaga kecepatan optimal yang mencegah pematatan proppant.

Fluida perekah *linear gel* dikembangkan sebagai solusi untuk kapasitas pengangkutan proppant yang rendah dari cairan *slickwater*. Hal ini dicapai dengan meningkatkan viskositas fluida rekahan melalui penambahan polimer dalam cairan. Polimer-polimer ini mampu mengubah larutan air menjadi gel yang lebih viskos yang mampu mengangkut proppant secara efektif tetapi juga dapat mempengaruhi permeabilitas pada formasi dengan permeabilitas rendah yaitu dengan adanya pembentukan *filter cake* pada dinding rekahan. Fluida perekah *linear gel* baik dalam mengendalikan kehilangan cairan dalam formasi dengan permeabilitas rendah tetapi rentan terhadap kehilangan cairan yang lebih tinggi dalam formasi dengan permeabilitas tinggi. Fluida *crosslink* dikembangkan untuk mendapatkan viskositas dan performa polimer yang yang lebih

baik tanpa harus meningkatkan konsentrasi polimer. Untuk mengembangkan fluida ini, senyawa Aluminium, Borat, Titanium, dan Zirkonium dapat digunakan untuk mengcrosslinkan hidrasi polimer untuk meningkatkan viskositas fluida perekah. Keuntungan utama dari cairan ini adalah reversibilitas dari crosslink berdasarkan nilai pH. Penggunaan jenis fluida ini memungkinkan pembersihan yang lebih baik dan akibatnya meningkatkan permeabilitas setelah proses perekahan. Fluida perekah jenis crosslink dengan senyawa Borat dilaporkan menunjukkan stabilitas rheologi, pembersihan yang baik, dan kehilangan cairan rendah pada suhu lebih dari 300°F.

Pada fluida perekah berbahan dasar air jenis *viscoelastic surfactant gel fluids*, menghasilkan fluida yang lebih elastis dan viskositas yang lebih tinggi. Fluida perekah jenis ini diperoleh dengan menambahkan surfaktan dan garam anorganik ke dalam fluida perekah berbahan dasar air untuk menciptakan struktur yang stabil. Fluida perekah tipe ini menunjukkan viskositas tanpa *shear* yang sangat tinggi dan mampu mengangkut *proppant* dengan beban yang lebih rendah atau tanpa *proppant* dengan nilai viskositas yang sebanding dengan fluida konvensional.

2.1.2. Fluida perekah berbahan dasar minyak

Fluida perekah berbahan dasar minyak umumnya digunakan di formasi yang sensitif terhadap air, yang mungkin disebabkan oleh adanya kandungan mineral lempung yang dapat mengembang dalam jumlah besar. Fluida perekah berbahan dasar minyak telah terbukti lebih baik dalam menjaga konduktivitas rekahan serta memberikan kinerja yang lebih baik dalam hal transportasi *proppant* karena viskositas yang umumnya lebih tinggi dan berat jenis yang lebih rendah. Dalam penelitian sebelumnya yang ditulis oleh Cikes et.al yang melakukan penelitian pada sumur-sumur yang terletak di lapangan Bakhilov dan North Khokhryakov di Siberia Barat, Federasi Rusia, menganalisa respons dari sumur-sumur minyak yang sudah *depleted* setelah diinjeksi dengan fluida perekah berbahan dasar minyak. Sumur-sumur ini awalnya direkahkan dengan fluida perekah berbahan dasar air tetapi gagal dan tidak memberikan peningkatan produktivitas yang signifikan terutama untuk jangka panjang. Setelah direkahkan dengan fluida perekah berbahan dasar minyak, peningkatan produksi lebih dari sepuluh kali lipat dibandingkan dengan produktivitas sebelum direkahkan.

Keuntungan lain dari fluida perekah berbahan dasar minyak seperti yang dicatat oleh Hlidek et al. adalah bahwa cairan ini lebih mudah dibersihkan dan dapat digunakan kembali. Hlidek et al. membandingkan biaya penggunaan fluida perekah berbahan dasar air dengan fluida perekah berbahan dasar minyak dalam pengembangan gas nonkonvensional Montney

(Kanada). Berdasarkan analisis komprehensif mereka, mereka menyimpulkan bahwa biaya penggunaan fluida pererah berbahan dasar minyak lebih rendah dalam jangka panjang karena semua minyak muatan dapat dipulihkan dalam waktu 4 hingga 8 minggu dan dapat digunakan kembali dalam pekerjaan rekahan. Namun, kerugian utama dari fluida pererah berbahan dasar minyak adalah kerusakan lingkungan ketika tidak dibuang dengan benar.

Untuk meningkatkan efisiensi dan pemulihan fluida pererah berbahan dasar minyak, karbondioksida (CO₂) telah digunakan dalam meningkatkan keefektifan jenis fluida pererah berbahan dasar minyak ini. Penggunaan karbondioksida (CO₂) dalam fluida pererah berbahan dasar minyak disebut *energized oil-based fracturing fluid*, secara signifikan mengurangi jumlah fluida yang diperlukan untuk merekahkan suatu formasi tertentu serta membantu dalam pemulihan fluida setelah proses pererahan. Vezza et al. mempelajari dampak *energized oil-based fracturing fluid* di Formasi Morrow di Oklahoma Selatan di mana mereka menggunakan gel *diesel*/CO₂ sebagai cairan rekahan. Hasil pengujian mereka menunjukkan peningkatan laju produksi secara keseluruhan dan memprediksi stabilitas sumur dalam jangka panjang. Gupta et al. juga melaporkan peningkatan produktivitas sumur dan stabilitas setelah menggunakan gel hidrokarbon pada *energizing fluid* dalam pererahan. Dalam penelitian mereka, mereka membandingkan penggunaan fluida gel konvensional dengan fluida CO₂

energized gelled fluids pada formasi di Kanada. Kesimpulan mereka adalah penggunaan fluida perekah berbahan dasar minyak jenis CO₂ *energized gelled* mengarah pada peningkatan produksi dibandingkan dengan *conventional gelled hydrocarbon fluids*.

2.1.3. Fluida perekah berbahan dasar gas

Fluida perekah berbahan dasar gas adalah penginjeksian gas pada tekanan tinggi ke dalam reservoir yang ditargetkan untuk menciptakan rekahan. Gas nitrogen adalah gas yang paling banyak digunakan untuk tujuan perekahan, karena keunggulan yang jelas dari ketersediaannya, sifat inersia, dan tentu saja, biaya. Keterbatasan utama dari fluida perekah berbahan dasar gas adalah kedalaman target zona rekahan, karena memiliki densitas rendah dan karenanya penggunaan jenis fluida perekah ini dibatasi untuk reservoir dengan kedalaman kurang dari 5000 ft. Penemuan baru-baru ini yaitu penggunaan proppant ultra-ringan yang memberikan prospek positif yang dapat mengatasi sebagian batasan kedalaman zona rekahan pada penggunaan fluida perekah berbahan dasar gas.

2.1.4. Fluida perekah berbahan dasar busa (*foam*)

Jenis fluida perekah lainnya adalah fluida perekah berbahan dasar busa yang dihasilkan dari kombinasi dua fasa cair dan gas serta penambahan surfaktan untuk memastikan stabilitasnya.

Keuntungan utama dari jenis fluida rekahan ini adalah efisiensinya di daerah yang sensitif terhadap air dan kemampuan pengangkutan proppant yang relatif lebih baik dibandingkan dengan fluida perekah berbahan dasar air. Biaya tinggi dan risiko mudah terbakar adalah kelemahan utama dari fluida perekah berbahan dasar busa.

2.1.5. Fluida perekah berbahan dasar gas CO₂

Pertimbangan penggunaan CO₂ sebagai fluida rekahan muncul akibat masalah yang dihadapi dengan fluida perekah berbahan dasar air dalam hal kerusakan formasi yang dapat menurunkan permeabilitas hasil rekahan. CO₂ cair dianggap sebagai alternatif untuk fluida perekah berbahan dasar air karena menyebabkan kerusakan formasi minimal dan pembersihan dapat dicapai dengan mudah. Viskositas yang lebih rendah, kemudahan pencampuran CO₂ dengan hidrokarbon, kemudahan dalam memisahkan dan mendesak metana dari materi organik, dan kemudahan dalam memulihkan CO₂ memungkinkannya menciptakan rekahan yang luas dan kompleks pada tekanan rekah yang lebih rendah.

Namun, laju pemompaan tinggi diperlukan untuk meningkatkan kapasitas pengangkutan proppant pada penggunaan fluida perekah berbahan dasar CO₂ membuat fluida rekahan berbahan dasar CO₂ relatif mahal. Selain itu, CO₂ tidak tersedia dengan mudah di semua lokasi. Aplikasi di masa depan mungkin akan berubah jika CO₂ dapat disimpan.

2.2. Additive pada fluida perekah

2.2.1. Fluida Perekah Bervariasi pada Lapangan yang Berbeda

Karena komposisi setiap fluida perekah berbeda-beda sesuai dengan kebutuhan khusus setiap area, tidak ada rumus yang sesuai untuk volume masing-masing *additive*. Dalam mengklasifikasikan fluida perekah dan *additivenya*, penting untuk menyadari bahwa perusahaan layanan yang menyediakan *additive-additive* ini telah mengembangkan sejumlah senyawa dengan sifat fungsional yang serupa untuk digunakan untuk tujuan yang sama dalam lingkungan sumur yang berbeda.

Perbedaan antara formulasi *additive* mungkin sekecil perubahan dalam konsentrasi senyawa tertentu. Meskipun industri perekah hidrolik mungkin memiliki sejumlah senyawa yang dapat digunakan dalam cairan perekah hidrolik, setiap pekerjaan perekah hanya akan menggunakan beberapa dari *additive* yang tersedia. Tidak jarang bagi beberapa komposisi fluida perekah untuk menghilangkan beberapa kategori senyawa jika sifat-sifatnya tidak diperlukan untuk aplikasi tertentu.

Sebagian besar proses industri menggunakan bahan kimia dan hampir semua bahan kimia dapat berbahaya dalam jumlah yang cukup besar atau jika tidak ditangani dengan benar. Bahkan bahan kimia yang masuk ke dalam makanan atau air minum kita dapat berbahaya. Sebagai contoh, pabrik pengolahan air

minum menggunakan jumlah klorin yang besar. Ketika digunakan dan ditangani dengan benar, itu aman bagi pekerja dan penduduk sekitar serta menyediakan air minum yang bersih dan aman untuk masyarakat.

Walaupun risikonya rendah, potensi kejadian yang tidak terencana dapat memiliki dampak serius pada kesehatan manusia dan lingkungan. Namun demikian, rekahan hidrolis menggunakan sejumlah *additive* kimia yang dapat berbahaya, tetapi aman ketika ditangani dengan benar sesuai dengan persyaratan dan praktik industri yang sudah lama berjalan. Selain itu, banyak dari *additive-additive* ini adalah bahan kimia umum yang orang-orang sering temui dalam kehidupan sehari-hari.

2.2.2. Friction Reducing Additive

Jenis fluida perekah yang banyak digunakan saat ini adalah fluida perekah berbahan dasar air. Dalam prakteknya penggunaan air ini akan ditambah dengan *friction reducing additive* yang mengurangi friksi pada saat fluida dipompakan kedalam reservoir. Penambahan fluida pengental ini disebut slickwater. Penambahan *additive low friction* memungkinkan fluida rekah dan *proppant* dipompa ke zona sasaran dengan laju yang lebih tinggi dan tekanan yang lebih rendah dibandingkan jika hanya air yang digunakan.

2.2.3. Additive Lainnya dan Proppant

Selain pengurang friksi, *additive* lainnya meliputi: *biocides* untuk mencegah pertumbuhan mikroorganisme dan mengurangi biofouling pada rekahan; *oxygen scavengers* dan penstabil lainnya untuk mencegah korosi pada pipa-pipa logam; serta asam yang digunakan untuk menghilangkan kerusakan akibat lumpur bor di sekitar zona sumur. Fluida ini tidak hanya digunakan untuk membentuk rekahan dalam formasi, tetapi juga untuk membawa proppant (seringkali pasir silika atau bijih bauksit) yang ditempatkan di dalam rekahan yang tercipta.

Komposisi cairan rekahan bervariasi dari satu cekungan geologi atau formasi ke yang lain. Daftar *additive* yang sering digunakan diberikan dalam Tabel 1. Volume dari komponen-komponen fluida pererah relatif kecil. Secara keseluruhan, konsentrasi *additive* dalam sebagian besar fluida pererah jenis slickwater relatif konstan, berkisar antara 0,5% hingga 2%, dengan air membentuk 98% hingga 99,5%.

2.2.4. Pemecahan dan Pelunakan *Additive*

Tabel 1 memberikan ringkasan tentang *additive-additive*, senyawa utama mereka, alasan penggunaan *additive* dalam cairan rekahan hidrolik, dan beberapa penggunaan umum lainnya untuk senyawa-senyawa ini. Asam hidroklorik (HCl) adalah komponen cair terbesar yang digunakan dalam cairan rekahan selain air; meskipun konsentrasi asam dapat bervariasi, campuran 15% HCl adalah konsentrasi yang khas. Campuran 15% HCl terdiri dari 85% air dan 15% asam, oleh karena itu, volume asam diencerkan sebesar 85% dengan air dalam larutan stoknya sebelum dipompa ke formasi selama perlakuan rekahan.

Setelah seluruh tahap cairan rekahan telah disuntikkan, volume total asam dalam contoh cairan rekahan dari formasi Fayetteville adalah 0,123%, yang menunjukkan bahwa cairan tersebut telah diencerkan dengan faktor 122 kali sebelum dipompa ke dalam formasi. Konsentrasi asam ini hanya akan terus diencerkan ketika ia lebih lanjut tersebar dalam volume-volume air tambahan yang mungkin ada di bawah permukaan. Selain itu, jika asam ini bersentuhan dengan mineral karbonat di bawah permukaan, ia akan dinetralisasi melalui reaksi kimia dengan mineral karbonat yang menghasilkan air dan karbon dioksida sebagai produk sampingan dari reaksi tersebut.

Tabel II. 1 Jenis additive pada fluida pererah

Table 1: Fracturing Fluid Additives			
Additive Type	Main Compound(s)	Purpose	Common Use of Main Compound
Diluted Acid (15%)	Hydrochloric acid or muriatic acid	Help dissolve minerals and initiate cracks in the rock	Swimming pool chemical and cleaner
Biocide	Glutaraldehyde	Eliminates bacteria in the water that produce corrosive byproducts	Disinfectant; sterilize medical and dental equipment
Breaker	Ammonium persulfate	Allows a delayed break down of the gel polymer chains	Bleaching agent in detergent and hair cosmetics, manufacture of household plastics
Corrosion Inhibitor	N,n-dimethyl formamide	Prevents the corrosion of the pipe	Used in pharmaceuticals, acrylic fibers, plastics
Crosslinker	Borate salts	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Laundry detergents, hand soaps, and cosmetics
Friction Reducer	Polyacrylamide	Minimizes friction between the fluid and the pipe	Water treatment, soil conditioner
	Mineral oil		make-up remover, laxatives, and candy
Gel	Guar gum or hydroxyethyl cellulose	Thickens the water in order to suspend the sand	Cosmetics, toothpaste, sauces, baked goods, ice cream
Iron Control	Citric acid	Prevents precipitation of metal oxides	Food additive, flavoring in food and beverages; Lemon Juice ~7% Citric Acid
KCl	Potassium chloride	Creates a brine carrier fluid	Low sodium table salt substitute
Oxygen Scavenger	Ammonium bisulfite	Removes oxygen from the water to protect the pipe from corrosion	Cosmetics, food and beverage processing, water treatment
pH Adjusting Agent	Sodium or potassium carbonate	Maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	Washing soda, detergents, soap, water softener, glass and ceramics
Proppant	Silica, quartz sand	Allows the fractures to remain open so the gas can escape	Drinking water filtration, play sand, concrete, brick mortar
Scale Inhibitor	Ethylene glycol	Prevents scale deposits in the pipe	Automotive antifreeze, household cleansers, and deicing agent
Surfactant	Isopropanol	Used to increase the viscosity of the fracture fluid	Glass cleaner, antiperspirant, and hair color

Catatan: Senyawa-senyawa khusus yang digunakan dalam suatu operasi rekahan akan bervariasi tergantung pada preferensi perusahaan, kualitas air sumber, dan karakteristik khusus situs dari formasi sasaran. Senyawa-senyawa yang ditunjukkan di atas mewakili senyawa-senyawa utama yang digunakan dalam rekahan hidrolik dari reservoir gas.

BAB III PENGGUNAAN AIR LAUT DALAM FLUIDA PEREKAH

Pembuatan fluida dasar perekah melibatkan hidrasi polimer dalam air untuk meningkatkan viskositas. Guar gum dan turunannya, *hydroxypropyl guar* (HPG) dan *carboxymethyl hydroxypropyl guar* (CMHPG), biasanya mengalami hidrasi lebih baik dalam air di bawah kondisi sedikit asam. *Additive* seperti bakterisida, pengstabil gel, atau breaker dapat melengkapi fluida dasar, tergantung pada kriteria desain fluida perekah. *Buffer* ditambahkan untuk menjaga pH dalam rentang yang dibutuhkan, dan akhirnya, *crosslinker* ditambahkan dengan *additive* pH yang sesuai untuk menstabilkan *crosslink* dalam rentang pH yang ditargetkan guna meningkatkan viskositas.

Zat yang terlarut dalam air dapat memengaruhi sifat fluida perekah seperti hidrasi polimer dan crosslink dengan dampak negatif. Kecenderungan pengendapan juga merupakan masalah lain. Ketika ion-ion tertentu (seperti sulfat dan kalsium atau magnesium) bergabung, mereka dapat membentuk garam yang tidak larut.

3.1. Hidrasi

Hidrasi merupakan proses di mana rantai-rantai polimer menyerap air untuk mengubah konfigurasi mereka dari keadaan spiral yang padat menjadi keadaan yang lebih terbuka dan rileks.

Salinitas yang tinggi dan adanya ion sulfat dalam air laut memengaruhi proses hidrasi. Pada pengujian dengan membandingkan dua jenis polimer jenis HPG dan CMHPG, HPG hanya memerlukan 5 menit dalam air tawar untuk mencapai hidrasi 100%; namun, diperlukan waktu 50 menit dalam air laut untuk mencapai hidrasi 100%. Dalam perbandingan, CMHPG dalam air tawar memerlukan 5 menit untuk mengalami hidrasi penuh, sementara diperlukan 10 menit dalam air laut untuk mencapai hidrasi 100%.

Fluida CMHPG yang terhubung lintas dalam air laut memberikan stabilitas jangka panjang yang lebih baik pada kondisi sumur daripada fluida HPG yang terhubung lintas yang sebanding dalam air laut. Selain itu, perbedaan waktu antara stabilitas HPG dan CMHPG adalah sekitar 20 menit. Sebagai hasilnya, CMHPG menunjukkan stabilitas yang lebih baik daripada HPG dalam air laut.

Efek komposisi ion air laut pada kemampuan penghubungan silang (*crosslink*). Ion-ion garam individual yang ditemukan dalam air laut dapat mempengaruhi kinerja fluida rekahan. Ion-ion ini dapat mengubah kemampuan penghubungan silang

(*crosslink*) dari fluida rekahan turunan guar melalui pembentukan endapan padat, serta gangguan kimia dengan pada proses *crosslink*.

3.2. Efek Ion pada kemampuan crosslink

Dalam aplikasi konvensional, teknik crosslink borat bekerja secara ketat di bawah kondisi alkalin atau basa. Lingkungan seperti itu dapat dicapai melalui penggunaan berbagai penyangga pH atau *buffer*. Dalam kasus fluida rekahan berbasis air laut, alkalin yang tinggi dan keberadaan ion hidroksida dari buffer memungkinkan garam magnesium membentuk endapan yang tidak larut. Keberadaan endapan seperti itu dapat menyebabkan pH yang tidak terkontrol dan dengan demikian, gagal dalam penghubungan crosslink. Garam kalsium yang terdapat dalam air laut diperhitungkan karena ada beberapa masalah pengendapan yang terkait dengan endapan kalsium karbonat.

Air laut juga mengandung sejumlah besar garam sulfat, yang mampu mengendap dengan ion stronsium atau barium yang ditemukan dalam air formasi. Barium sulfat adalah jenis endapan yang sangat merepotkan, yang juga memiliki efek penghambatan pada crosslink gel. Air deionisasi (DI) dan air laut sintetis (SSW) dengan penambahan magnesium digunakan untuk membangun sistem fluida rekahan HPG; hal yang sama berlaku untuk kalsium dan sulfat.

Sampel-sampel fluida tidak mampu stabil dengan HPG, baik dalam air DI maupun dalam sampel SSW yang mengandung ion-individu seperti magnesium, kalsium, dan garam sulfat saja. Ion-ion tersebut tampaknya telah membatasi stabilitas *crosslink* dari gel meskipun pemuatan gel tinggi.

Air DI yang mengandung ion-ion individu serta sampel SSW digunakan untuk membangun sistem fluida rekahan CMHPG. Sistem fluida tersebut menjalani pengujian rheologi pada suhu tinggi untuk mengamati *crosslink* dan stabilitas fluida. Dalam studi CMHPG, analisis air DI menunjukkan perilaku yang berbeda dibandingkan dengan sampel SSW yang mengandung ion-ion individu. Dalam kasus magnesium, kedua studi menunjukkan endapan, dan sampel-sampel fluida tidak stabil pada suhu tinggi. Dalam kasus kalsium, pada sampel SSW CMHPG, sistem fluida menunjukkan *crosslink* minimal 500 cp selama kurang dari 20 menit pada aplikasi suhu tinggi, sementara sampel air DI menunjukkan stabilitas selama lebih dari 1 jam dalam kondisi yang sama. Perilaku yang sama diamati untuk sulfat; fluida tetap stabil selama lebih dari 1 jam dalam air DI, sementara stabilitas tidak bertahan selama 20 menit saat menggunakan SSW.

Prosedur pengujian rheologi dengan jelas mengindikasikan bahwa konsentrasi tinggi ion magnesium, kalsium, dan sulfat dalam air laut menghambat hidrasi polimer dan membatasi viskositas *crosslinker*.

Dalam studi yang telah dilakukan, di mana air DI dan SSW mengandung ion-ion individu itu sendiri, tidak ada sistem fluida yang mampu crosslink dengan sukses dalam sistem fluida HPG.

3.3. Kecenderungan Pengendapan

Endapan adalah presipitasi mineral campuran dalam air yang menghasilkan endapan kristalin garam. Air tawar yang digunakan untuk pengembangan fluida rekahan tidak menimbulkan masalah pengendapan sebanyak air laut. Dengan air laut, pengendapan adalah masalah yang signifikan yang harus dipertimbangkan. Air laut mengandung sejumlah besar ion sulfat yang berinteraksi dengan stronsium dan barium dalam air *connate* dalam membentuk endapan.

Karena kandungan sulfat yang tinggi dalam air laut dan konsentrasi barium dan kalsium yang tinggi dalam air *connate*, kecenderungan pengendapan dari campuran cairan akuatik hasilnya pada suhu tinggi diprediksi tinggi, terutama untuk pengendapan barit.

Hasil yang diperoleh dari perangkat lunak desain *acidizing* menunjukkan bahwa barium sulfat adalah jenis endapan utama yang dapat dihasilkan. Air *connate* murni memiliki kecenderungan pengendapan yang lebih rendah dibandingkan dengan campuran air formasi : air laut sebesar 50:50.

Hal ini dapat menyebabkan pembentukan pengendapan yang signifikan secara tidak disengaja saat menggunakan fluida rekahan berbasis air laut. Beberapa jenis inhibitor pengendapan telah digunakan di lapangan untuk menghambat dan meminimalkan pengendapan. Pengujian menunjukkan bahwa fluida rekahan air laut yang kompatibel dapat dicapai dengan menggunakan jenis dan konsentrasi inhibitor pengendapan yang tepat untuk mengendalikan pengendapan sulfat. pH harus seimbang agar keseimbangan borat memiliki konsentrasi ion borat yang tepat dalam keberadaan inhibitor pengendapan.

BAB IV KERUSAKAN FORMASI

4.1. Residu

Residu merupakan material yang tidak lagi terlarut didalam fluida perekah setelah proses perekahan. Material ini membentuk endapan dan dapat tertinggal dipori-pori batuan pada zona yang terinvansi fluida perekah dan menyebabkan penurunan permeabilitas setelah perekahan. Residu ini dihasilkan dari proses polimer *break* yang tidak sempurna sehingga menyisakan Sebagian material polimer didalam fluida perekah.

Pengujian residu dilakukan setelah pengujian break time. Pengujian *break time* dilakukan dengan mediamkan fluida perekah dengan bahan dasar air formasi dengan campuran bahan kimia lainnya di *waterbath*. *Break time* merupakan waktu yang dibutuhkan fluida perekah tersebut berubah secara visual, menjadi lebih jernih.



Gambar 4.1 Fluida perakah secara visual (a) sebelum break, (b) setelah break, (c) residu yang dihasilkan

Residu dihasilkan dengan menimbang endapan yang dihasilkan setelah proses *break*. Residu yang dihasilkan dari fluida perakah dengan bahan dasar air dengan salinitas tertentu akan ditunjukkan secara visual dari endapan yang dihasilkan setelah break time (Gambar 4.1). Untuk menghitung residu setelah mencapai *break time* fluida perakah tersebut dimasukkan kedalam centrifuge dan diputar pada kecepatan 3000 r/min selama 30 menit (Qu Hai, 2018) untuk memisahkan antara cairan dan residu yang dihasilkan. Residu tersebut menyatakan sejumlah polimer yang tidak dapat rusak oleh breaker.

Residu dinyatakan dalam satuan mg/L dan standar maksimum residu yang diperbolehkan sebesar 500 mg/L.

4.2. Clay Problem

4.2.1. Komposisi Kimia & Struktur Kristalografi Mineral Lempung

Mineral lempung adalah hasil pelapukan batuan, dan terbentuk dari dekomposisi mineral feldspar dalam batuan keras seperti granit. Mereka umumnya dijelaskan sebagai partikel tanah dengan ukuran di bawah 2 μm , sering disebut sebagai nanopartikel alam. Dalam hal komposisi kimia, lempung termasuk dalam kelompok mineral yang disebut alumino-silikat. Alumino-silikat terdiri dari susunan atom kompleks untuk membentuk konfigurasi struktural yang beragam, dengan komponen dasar berupa silikon, aluminium, dan oksigen. Atom silikon dan aluminium berikatan dengan oksigen untuk membentuk lembaran silikon *tetrahedral* dan lembaran aluminium oktahedral secara berurutan. Lembaran-lembaran ini kemudian berikatan dengan berbagi atom oksigen yang sama, meskipun atom-atom oksigen di tepi kedua lembaran tetap tidak berpasangan. Atom-atom oksigen yang tidak berpasangan ini di tepi lembaran memberikan muatan negatif pada permukaan mineral lempung sehingga membuatnya peka terhadap air dan sangat reaktif terhadap kation.

Faktor lain yang berkontribusi pada muatan negatif yang tinggi dalam mineral lempung adalah substitusi kation isomorfik dalam lembaran tetrahedral dan oktahedral yang disusun secara berselang-seling, yang menyebabkan penambahan muatan

negatif berlebih pada permukaan mineral lempung. Mekanisme yang dijelaskan di atas berkontribusi pada tingkat sensitivitas lempung yang lebih tinggi terhadap fluida rekayasa berbasis air di dalam bawah permukaan.

4.2.2. Klasifikasi Mineral Lempung

Hughes adalah salah satu peneliti awal yang mencoba mengklasifikasikan mineral lempung yang relevan dalam industri perminyakan. Klasifikasi ini dilakukan beberapa tahun setelah komersialisasi teknologi Difraksi Sinar-X (XRD), yang sebelumnya digunakan oleh perusahaan-perusahaan minyak sebagai metode untuk mempelajari mineral lempung. Hughes mengklasifikasikan mineral lempung menjadi: kelompok Kaolinit, Smektit, Illit, dan Klorit seperti yang terlihat pada Tabel 1. Dia juga menunjukkan kelas lain yang pada dasarnya adalah lapisan campuran dari empat kelompok lempung tersebut. Deskripsi oleh Hughes dijelaskan di bawah ini:

- a. Kaolinit terdiri dari satu tetrahedral silikat dan oktahedral aluminium sehingga merupakan mineral lempung 1:1. Struktur ini membuat kaolinit relatif stabil karena memiliki luas permukaan dan kapasitas adsorpsi yang rendah.
- b. Smektit terdiri dari dua tetrahedral silikat yang terikat dengan satu oktahedral aluminium sehingga merupakan mineral lempung 2:1. Smektit memiliki tingkat

ekspansi dan/atau penyusutan yang sangat tinggi dan merupakan mineral lempung yang paling bermasalah selama pengeboran dan produksi terutama dengan fluida rekayasa berbasis air. Perilaku ini dapat diatribusikan pada luas permukaan yang besar dan kapasitas pertukaran kation yang tinggi dari smektit yang akibatnya mengarah pada kapasitas adsorpsi yang tinggi.

- c. Illit terdiri dari lempeng tetrahedral dan oktahedral yang disusun dalam format 2:1 seperti smektit. Namun, mereka memiliki kapasitas adsorpsi yang lebih rendah daripada smektit tetapi lebih tinggi daripada kaolinit.
- d. Klorit terdiri dari lapisan Brucite yang bergantian dengan lapisan tipe pyrophyllite tiga lembaran. Meskipun Klorit dapat muncul sebagai kristal makroskopis atau mikroskopis, mereka sering muncul sebagai campuran dengan mineral lain dalam keadaan mikroskopis.

4.2.3 Sifat Mineral Lempung

Mineral lempung memiliki sejumlah sifat unik yang mereka tunjukkan; bagaimanapun, atribut-atribut berikut dari mineral lempung memiliki dampak signifikan pada interaksi mereka dengan fluida dan dijelaskan secara singkat di bawah ini.

Tabel IV. 1 Jenis mineral lempung

Clay Type	Chemical Formulae	Surface Area (m ² /gm)	CEC (meq/100 g)	Configuration
Kaolinite	Al ₂ [Si ₂ O ₁₀](OH) ₂	20	3-15	1:1
Illite	(K _{1-1.5} Al ₄ [Si _{7-8.5} Al _{1-1.5} O ₂₀](OH) ₄)	100	15-40	2:1 Non-Expandable
Smectite	(0.5Ca, Na) _{0.7} (Al, Mg, Fe) ₄ [(Si, Al) ₈ O ₂₀]•nH ₂ O	700	80-100	2:1 Expandable
Chlorite	(Mg, Al, Fe) ₁₂ [(Si, Al) ₈ O ₂₀](OH) ₁₆	100	15-40	2:1 Non Expandable

4.2.4 Kapasitas Pertukaran Kation (CEC)

Kapasitas pertukaran kation (CEC) didefinisikan sebagai jumlah substitusi ion positif yang terjadi per unit berat batuan kering dan dinyatakan dalam meq/100 g (miliekivalen per seratus gram) batuan kering. Substitusi ion dalam mineral adalah hasil dari interaksi elektrokimia antarfasa. Beberapa kation yang paling umum ditukar adalah kalsium (Ca²⁺), magnesium (Mg²⁺), kalium (K⁺), natrium (Na⁺), dan amonium (NH⁴⁺). CEC mengendalikan kontribusi mineral lempung dan air terikat lempung terhadap konduktivitas listrik batuan serta karakteristik kebasahan mineral lempung selama interaksi antara mineral lempung dan fluida lempung.

Peneliti mengenai perkembangan berbagai metode untuk mengukur CEC selama bertahun-tahun dengan metode yang lebih akurat masih terus dikembangkan. Beberapa metode awal telah dibahas secara rinci dalam literatur. Metode paling umum yang saat ini digunakan untuk penentuan CEC meliputi: metode kimia basah; metode salinitas ganda dan metode

potensial membran. Namun, metode-metode ini juga memiliki keterbatasan.

Bush dan Jenkins, mengembangkan metode berdasarkan penggunaan metode kimia basah di mana beberapa contoh diteliti dan plot penyesuaian terbaik dihasilkan. Tantangan utama dengan metode mereka adalah bahwa beberapa mineral mampu mengadsorpsi air di lingkungan lembap meskipun mereka tidak memiliki CEC. Bush dan Jenkins mengusulkan metode mereka sebagai metode tambahan untuk metode kimia basah daripada pengganti.

Cheng dan Heidari, memperkenalkan model teoretis baru untuk mengukur CEC berdasarkan keseimbangan energi antara potensial kimia dan energi potensial listrik. Ini melibatkan analisis gabungan data yang dikumpulkan dari XRD (Difraksi Sinar-X), NMR (*Nuclear magnetic resonance*), dan pengukuran isotherm adsorpsi-desorpsi nitrogen dengan evaluasi langsung terhadap CEC berdasarkan metode asetat amonium dan pengukuran Spektrometri Massa *Induction Coupled Plasma* (ICP-MS) yang digunakan dalam validasi silang hasil. Namun, mereka mengisyaratkan bahwa metode mereka belum dikembangkan untuk komposisi batuan yang kompleks.

4.2.5. Pengembangan Lempung

Pengembangan lempung terutama disebabkan oleh masuknya fluida ke dalam struktur lapisan mineral lempung. Interaksi elektrokimia antara mineral lempung dan fluida adalah inti dari pengembangan lempung. Jenis, jumlah, dan muatan kation di zona antar-lapisan lempung adalah gaya penggerak utama dalam proses pengembangan. Pengembangan lempung dan kerusakan formasi selama produksi minyak yang ditingkatkan juga telah dibahas secara luas.

Dua jenis mekanisme pengembangan utama telah diidentifikasi dalam mineral lempung, yaitu pengembangan kristalin dan pengembangan osmotik. Selama mekanisme hidrasi kristalin atau permukaan, molekul air diadsorpsi pada permukaan kristal dengan ikatan hidrogen yang mengikat molekul air pada atom oksigen yang terbuka dari permukaan kristal. Lapisan-lapisan berikutnya dari molekul-molekul air menyusun struktur quasi-kristalin di antara lapisan unit, yang mengakibatkan peningkatan ruang. Jenis pengembangan ini umum terjadi pada semua jenis mineral lempung, meskipun dalam derajat yang berbeda. Dalam mekanisme pengembangan osmotik, konsentrasi kation di antara lapisan unit dalam mineral lempung lebih tinggi daripada konsentrasi dalam air sekitar, sehingga air secara osmotik ditarik di antara lapisan unit dan ruang meningkat. Mekanisme pengembangan osmotik menyebabkan pengembangan yang lebih besar dibandingkan

dengan pengembangan kristalin, tetapi hanya beberapa mineral lempung, seperti montmorillonit natrium, yang membengkak dengan cara ini.

4.3. Mekanisme Interaksi Mineral Lempung dengan Fluida Perekah Batuan

4.3.1. Imbibisi Hidrasi dan Retensi Fluida

Imbibisi menggambarkan pergeseran fluida yang tak bercampur dari dalam matriks formasi. Dalam konteks topik ini, fluida dalam matriks formasi adalah hidrokarbon dan larutan garam, sedangkan fluida yang menyerang adalah fluida pemecah batuan hidrolik, sebagian besar berupa air. Pergeseran yang dijelaskan di atas terjadi saat fluida pemecah batuan mencapai permukaan formasi dan menciptakan ketidakseimbangan. Untuk mencapai keseimbangan, fluida pemecah batuan ditarik masuk ke dalam matriks secara spontan, tanpa penerapan tekanan apa pun. Fenomena ini dikenal sebagai imbibisi spontan. Handy mendefinisikannya sebagai proses di mana suatu fluida digantikan oleh fluida lain dalam medium berpori akibat pengaruh gaya kapiler saja. Peneliti lain seperti Bear, Bennion, et.al., Hoffman, dan Dutta juga telah menginvestigasi mekanisme imbibisi hidrasi.

Imbibisi air ke dalam matriks serpih telah diidentifikasi sebagai mekanisme retensi air utama saat menggunakan fluida perekah berbahan dasar air. Penelitian tentang faktor-faktor pengendali imbibisi air dalam fluida perekah ke dalam matriks batuan formasi mengungkapkan bahwa faktor-faktor ini adalah fungsi dari beberapa parameter yang secara singkat dibahas berikut ini:

Sifat-sifat Fluida dan Batuan

Sifat-sifat fluida dan batuan telah diidentifikasi sebagai faktor penentu jumlah dan laju imbibisi. Ma et al. melaporkan bahwa ketika air menggeser minyak dan gas dalam formasi, laju imbibisi menjadi sebanding lurus dengan viskositas air. Ukuran pori formasi mempengaruhi imbibisi secara terbalik karena ukuran pori yang lebih kecil menghasilkan tekanan kapiler yang lebih besar dan, oleh karena itu, imbibisi yang lebih tinggi.

Saturasi awal air

Jumlah awal air yang ada dalam matriks batuan telah diselidiki oleh beberapa peneliti untuk memahami dampaknya pada jumlah imbibisi, tetapi temuan-temuan tidak konsisten, sehingga sulit untuk mengambil kesimpulan apa pun.

Sementara Blair dan Li, et al. menemukan bahwa saturasi air awal formasi yang tinggi mengakibatkan volume air yang diimbui menjadi lebih rendah, Cil, et al. dan Zhou, et al. menemukan kebalikannya dalam percobaan mereka. Karya-karya lain oleh Li, et al., Viksund, et al. dan Akin, et al. juga menyimpulkan bahwa saturasi air awal tidak memiliki efek pada imbibisi air oleh formasi. Mereka menjelaskan bahwa volume air yang diimbui adalah fungsi dari tekanan kapiler dan permeabilitas efektif, tetapi keduanya menunjukkan hubungan terbalik dan hubungan langsung dengan saturasi air masing-masing. Jumlah air yang diimbui oleh karena itu tidak

dikendalikan oleh satu parameter tunggal, tetapi akan bergantung pada parameter mana dari kedua variabel yang dominan dalam setiap formasi tertentu. Dalam hal ini, mereka menyimpulkan bahwa pengaruh saturasi awal terhadap imbibisi harus dipahami secara independen untuk setiap formasi.

Suhu

Dampak suhu terhadap imbibisi tidak langsung, namun suhu suatu formasi memengaruhi kebasahan dan sifat fluida yang pada gilirannya memengaruhi imbibisi. Investigasi eksperimental oleh Handy, Pooladi-Darvish dan Firoozabadi menyimpulkan bahwa suhu yang lebih tinggi mengakibatkan laju imbibisi yang lebih cepat.

Kandungan lempung

Total kandungan lempung berhubungan langsung dengan efek ukuran pori terhadap laju dan jumlah imbibisi. Karena ukuran pori yang kecil pada batuan yang kaya lempung, kandungan lempung yang lebih tinggi dalam suatu formasi menghasilkan ukuran pori yang lebih kecil, dengan demikian menghasilkan imbibisi yang lebih besar. Posisi ini dikonfirmasi oleh Zhou, et. al. yang melakukan beberapa analisis eksperimental dan numerik pada formasi gas Shale Horn dan menyimpulkan bahwa kandungan lempung yang tinggi dalam suatu formasi

menghasilkan volume dan laju imbibisi yang tinggi secara masing-masing.

4.3.2. Osmosis

Menurut Zhou, et al., peneliti-peneliti sebelumnya menganggap imbibisi terutama merupakan hasil dari tekanan kapiler, tetapi temuan dari penelitian-penelitian terbaru telah menantang posisi ini. Penelitian terbaru menunjukkan bahwa osmosis memberikan kontribusi signifikan terhadap imbibisi air dan, oleh karena itu, interaksi mineral lempung dan fluida hidrolis terutama untuk reservoir tidak konvensional yang sering ditandai oleh kandungan mineral lempung yang tinggi.

Selama imbibisi osmotik air ke dalam formasi, mineral lempung formasi bertindak sebagai membran semi-permeabel melalui mana fluida pemecah batuan menyerang matriks formasi. Di sini, zat terlarut dari fluida formasi yang terkonsentrasi mencoba untuk berpindah ke fluida pemecah batuan yang memiliki zat terlarut lebih rendah, tetapi karena adanya membran semi-permeabel yang terbentuk oleh kehadiran lempung, zat terlarut tidak dapat melewati hambatan ini. Akumulasi terus-menerus zat terlarut dekat membran semi-permeabel menciptakan gaya tarik yang menarik air ke dalam formasi untuk menyeimbangkan perbedaan konsentrasi.

4.4. Dampak Geo-kimia dan Geo-mekanika Interaksi Mineral Lempung dengan Fluida Pemecah Batuan

4.4.1. Efek Pemblokiran Air

Matriks lempung anorganik umumnya diketahui bersifat basah oleh air sehingga memberikan kondisi yang menguntungkan untuk imbibisi air dari fluida pemecah batuan di dalam retakan. Dalam proses ini, air yang menyerang akan menggantikan gas dari permukaan matriks lempung yang mengarah pada pembentukan lingkungan aliran multiphase di dekat permukaan retakan. Perkembangan fenomena ini dapat menciptakan kondisi jenuh yang tidak menguntungkan, di mana aliran gas melalui retakan terhambat, sehingga mengurangi hasil produksi sumur. Fenomena ini dikenal sebagai efek pemblokiran air dan telah dijelaskan oleh para peneliti sebagai salah satu kerusakan paling parah dalam reservoir dengan permeabilitas ultra rendah.

Hasil penelitian eksperimental terbaru tentang imbibisi air oleh batuan serpih menunjukkan bahwa air yang diimbibisi tetap berada dalam jaringan pori, dengan demikian mengurangi permeabilitas gas reservoir. Simulasi dan pencocokan sejarah juga mengkonfirmasi bahwa invasi dan basahan permukaan mineral lempung oleh air dari fluida pemecah batuan bertanggung jawab atas penurunan produksi gas. Pengurangan aliran gas akibat efek pemblokiran air juga dilaporkan oleh Shanley, et al., yang mengamati penurunan drastis dalam

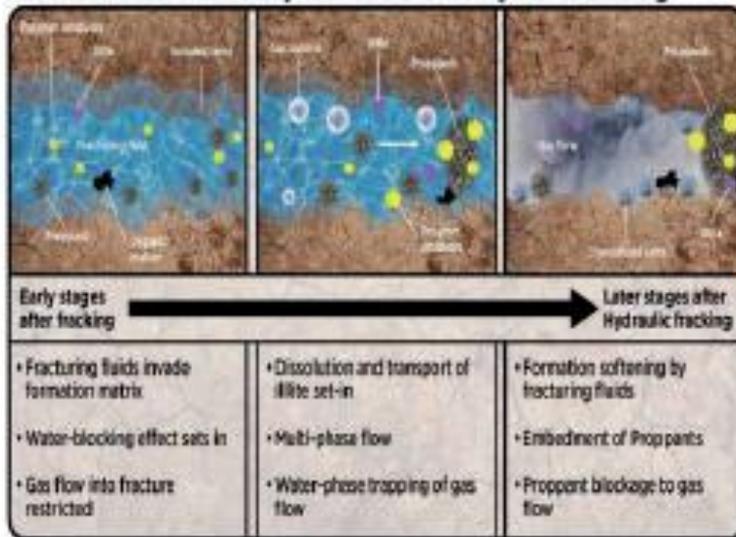
produksi gas ketika konsentrasi air dalam retakan melebihi 40–50%. Studi rinci tentang fenomena pemblokiran air telah menunjukkan bahwa fenomena ini dapat menyebabkan kerusakan permanen bagi beberapa formasi serpih sementara kerusakan bersifat sementara untuk jenis serpih lainnya. Rincian mekanisme dan variabel yang menentukan apakah kerusakan bersifat sementara atau permanen masih sedang diselidiki.

4.4.2. Efek Pemblokiran Air sebagai Efek Sementara

Efek pemblokiran air selama pemecahan batuan dalam reservoir tidak konvensional dijelaskan oleh adanya dua jenis pori dalam formasi tidak konvensional. Jenis pori pertama adalah pori yang lebih besar yang bersifat basah minyak dan terletak dalam matriks organik formasi. Jenis pori kedua adalah pori yang lebih kecil yang bersifat basah air dan terletak dalam matriks argilitik anorganik. Namun, tenggorokan pori dari pori yang lebih besar yang bersifat basah minyak cukup kecil. Selama pemecahan hidrolik, fluida bertekanan tinggi memecahkan formasi untuk membentuk retakan dengan sebagian fluida pemecah batuan bocor ke dalam matriks dekat retakan. Begitu masuk ke dalam matriks, fluida pertama-tama mengisi pori yang lebih besar yang bersifat basah minyak. Namun, karena tenggorokan pori yang lebih kecil, fluida pemecah batuan di dalam formasi tersegmentasi di setiap pori internal dengan hubungan minimal ke pori lainnya. Hal ini

menyebabkan air tertahan di dalam formasi dalam bentuk tetesan yang mengisi pori yang lebih besar yang bersifat basah minyak, yang kemudian membuat pemobilan kembali sulit ketika produksi dilanjutkan. Fenomena ini secara signifikan mengurangi permeabilitas efektif hidrokarbon. Proses penyembuhan alami dalam fenomena ini terjadi ketika fluida ditarik dari pori yang lebih besar ke pori yang lebih kecil yang bersifat basah air yang lebih dalam dalam reservoir, sehingga menghilangkan efek pemblokiran air. Ini menghasilkan peningkatan permeabilitas dan produksi hidrokarbon

Fracture and near-fracture clay-fluid reactions after hydraulic fracturing



Gambar 4.2 Interaksi mineral *clay* dengan fluida perekah pada daerah rekahan dan daerah sekitar rekahan

4.5. Masalah Mekanikal (Proppant)

Pemecahan hidrolik adalah teknik yang digunakan untuk merangsang produksi hidrokarbon atau sumber daya lainnya, seperti energi geotermal, setelah sumur bor telah dibuat. Proppant dibawa oleh fluida pemecah batuan ke dalam retakan yang baru terbentuk untuk menjaga agar retakan tetap terbuka setelah tekanan dilepaskan dan memungkinkan hidrokarbon yang terperangkap di dalam batuan mengalir melalui retakan dengan lebih efisien. Namun, beberapa mekanisme dapat mengakibatkan penurunan konduktivitas retakan, seperti migrasi partikel halus, diagenesis proppant, penghancuran proppant, dan penyelubungan proppant, yang didefinisikan sebagai partikel proppant tertanam ke dalam massa batuan di bawah tekanan, menyebabkan pengurangan lebar dan konduktivitas retakan. Oleh karena itu, sangat penting untuk menyelidiki konduktivitas retakan setelah pemecahan hidrolik.

Di antara mekanisme pengurangan konduktivitas retakan yang disebutkan di atas, penyelubungan proppant telah dipelajari dengan paling intensif, melalui percobaan, simulasi numerik, dan pemodelan analitis. Percobaan laboratorium menunjukkan bahwa penyelubungan proppant dalam reservoir pasir gas ketat terkait dengan banyak faktor termasuk pergeseran geser, jenis fluida, keterikatan sambungan, kekuatan geser, sudut geser, dan sudut pelebaran (Tang dan Ranjith). Dari faktor-faktor ini, tegangan penutupan adalah parameter utama yang menentukan

penyelubungan, dengan ukuran proppant dan viskositas fluida juga penting (Lacy, et al.). Huitt dan Mc Glothlin mengusulkan persamaan untuk menghitung penyelubungan proppant, dan dampak tekanan beban, ukuran, dan konsentrasi proppant dievaluasi. Volket, et.al. melaporkan pengaruh tekanan penutup, ukuran proppant dan distribusi ukuran, konsentrasi proppant, kekerasan formasi, dan kekasaran permukaan terhadap penyelubungan proppant dan mengusulkan persamaan empiris untuk menggambarkan penyelubungan untuk proppant yang tidak mengalami penghancuran. Selain itu, jenis dan konsentrasi proppant dan jenis batuan juga memiliki dampak besar pada penyelubungan proppant dalam retakan hidrolis (Wenet, et.al.). Mueller dan Amro menggunakan kekerasan indentasi permukaan formasi untuk menghitung penyelubungan. Namun, investigasi eksperimental dibatasi oleh kondisi uji seperti tekanan penutupan yang tinggi dan ukuran sampel batuan. Simulasi numerik telah menjadi alat yang sangat kuat untuk menyelidiki penyelubungan proppant terhadap konduktivitas retakan.

Beberapa peneliti mengembangkan model mekanik yang berbeda seperti solusi analitis, model metode elemen diskret (DEM), dan model berbasis mekanika kontak. Alramahi dan Sundberg menyajikan model analitis untuk memprediksi konduktivitas yang bergantung pada tekanan dari retakan hidrolis berdasarkan pengukuran sederhana laboratorium

penyelubungan proppant. Berdasarkan fakta bahwa aperture retakan berubah dengan tekanan, model matematika baru dibangun untuk menghitung perubahan aperture retakan, penyelubungan proppant, dan deformasi. Hasil numerik menyimpulkan bahwa penyelubungan proppant adalah bagian utama yang menyebabkan perubahan aperture retakan (Gao, et. al.). Guo, et. al. mengembangkan model analitis untuk menghitung penyelubungan dan konduktivitas.

Faktor-faktor pengendalian pasir dan fitur penyelubungan, lebar sisa, dan konduktivitas juga dianalisis. Chenet, et.al., memodelkan penyelubungan proppant sebagai fungsi dari tegangan efektif dengan model kontak Hertz yang telah diubah dan model hukum daya yang diusulkan. Namun, model analitis bersifat ideal dan tidak dapat mewakili kondisi kompleks di bawah permukaan. Deng, et.al, mensimulasikan interaksi lempung-proppant dalam pemecahan hidrolis dengan model DEM tiga dimensi dan menyelidiki pengaruh sifat lempung, ukuran proppant, dan tingkat tekanan pada aperture retakan. Zhanget, al. 24 secara eksperimental dan numerik mempelajari konduktivitas retakan yang berkurang akibat penyelubungan proppant dalam reservoir lempung. Zhang, et.al.25 menggabungkan DEM/dinamika fluida komputasional untuk memodelkan penyelubungan proppant dan konduktivitas retakan setelah pemecahan hidrolis. Selain itu, model mekanika kerusakan Hertz diadopsi untuk menggambarkan

penyelubungan proppant. Ghanizadeh, et.al. menggunakan uji aliran gas dalam keadaan mantap, resolusi tinggi Pengukuran profil optik, pengamatan mikroskopis, dan kekerasan mekanis (*rebound*) digunakan untuk mengkarakterisasi permeabilitas/konduktivitas retakan yang tidak diberi proppant dan yang diberi proppant serta penyelubungan proppant. Xu, et. al. menyelidiki efek deformasi dan penyelubungan proppant terhadap konduktivitas retakan setelah hilangnya cairan pemecahan hidrolik. Chen, et. al., mengusulkan metode perhitungan baru untuk kedalaman penyelubungan dengan mempertimbangkan deformasi elastis-plastis berdasarkan mekanisme penyelubungan proppant.

Namun, dalam hampir semua studi tentang penyelubungan proppant, mungkin ada dua batasan. Pertama, kontras ukuran yang besar antara proppant pasir dan batuan reservoir diabaikan. Kedua, batuan reservoir diperlakukan sebagai isotropik. Sebelum pemodelan numerik atau analitis penyelubungan proppant dilakukan, satu masalah esensial harus diatasi, yaitu kalibrasi yang tepat dari sifat mekanik batuan reservoir di mana partikel proppant tertanam. Dalam studi sebelumnya, sifat mekanik batuan reservoir biasanya dikalibrasi melalui uji kompresi berbasis inti, log petrofisika kecepatan sonik dan densitas, atau ditentukan secara langsung. Sampel batuan biasanya berbentuk silinder dengan dimensi ϕ 25×50 mm, ϕ 38×76 mm, atau ϕ 50×100 mm. Namun, partikel

proppant dalam industri minyak biasanya berada antara ukuran 8 hingga 140 mesh (105 μm hingga 2,38 mm). Seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 2, proppant relatif kecil jika dibandingkan dengan plug batuan. Menurut Benoit Mandelbrot, besarnya kuantitas fisik tidak hanya berkaitan dengan kuantitas yang diukur tetapi juga dengan "penggaris" yang digunakan. Ketika mengatasi masalah khusus penyelubungan proppant, tampaknya kalibrasi parameter mekanik dari sampel berbasis inti menggunakan "penggaris yang lebih besar" dari yang diharapkan. Parameter mekanik yang dikalibrasi dari sampel berbasis inti mungkin memadai untuk praktik teknik lainnya; namun, karena kontras skala yang mencolok antara proppant pasir dan batuan reservoir, apakah mereka memberikan resolusi yang cukup baik untuk analisis penyelubungan proppant masih diragukan. Sifat mekanik yang diperoleh dari uji kompresi berbasis inti biasanya dianggap isotropik.

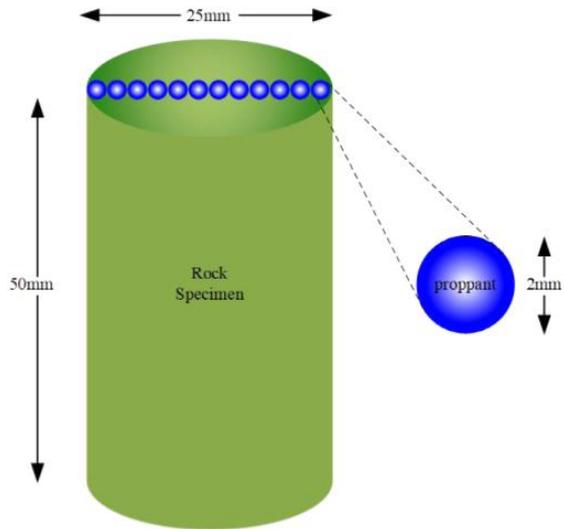
Ketika permukaan retakan terkena cairan pemecahan hidrolik, yang merusak batuan reservoir dan membawa proppant turun untuk mempertahankan retakan, batuan reservoir di dekat permukaan retakan dapat melemah oleh cairan ini. Efek penurunan ini menjadi lebih lemah dengan meningkatnya kedalaman dari permukaan retakan. Oleh karena itu, sifat mekanik yang dikalibrasi dari plug batuan, yang diidealkan sebagai isotropik, mungkin tidak efisien untuk memodelkan

penyelubungan proppant ke dalam permukaan batuan berlapis, yang dihasilkan dari deteriorasi cairan, terutama ketika mempertimbangkan perbedaan ukuran antara plug batuan dan partikel proppant.

Biasanya, sifat mekanik batuan diukur untuk sampel yang didefinisikan secara geometris dan menggambarkan sifat terintegrasi dari seluruh sampel. Akibatnya, kekuatan tekan sering kali menjadi indikator yang lemah terhadap perilaku penyelubungan yang ditunjukkan oleh proppant dalam formasi alami, terutama dalam material lembut seperti shale. Karena kerugian dalam pemodelan penyelubungan proppant dengan parameter mekanik yang dikalibrasi dari uji kompresi triaksial atau uniaxial tradisional telah disadari, sampel batuan berukuran tidak standar dengan ketebalan kecil 7,6 mm digunakan untuk meminimalkan kontribusi deformasi sampel terhadap deformasi total dalam studi penyelubungan proppant. Dalam studi ini, apakah batuan berlapis heterogen yang dihasilkan dari deteriorasi cairan dapat sepenuhnya direpresentasikan oleh kondisi isotropik setara dalam pemodelan penyelubungan proppant diselidiki secara numerik. Eksperimen numerik uji kompresi uniaxial pertama dilakukan pada batuan heterogen untuk mendapatkan parameter elastis setara dari kondisi isotropik. Dengan parameter setara ini, perbedaan kedalaman penyelubungan antara kondisi heterogen dan kondisi isotropik setara diperiksa melalui simulasi

numerik. Kemudian, masalah menyejajarkan batuan heterogen dengan kondisi isotropik dibahas.

Struktur tersisa dari makalah ini diatur sebagai berikut: bagian metodologi mempresentasikan simulasi numerik penyelubungan proppant dalam batuan berlapis dan batuan isotropik; bagian studi parameter memaparkan pengaruh ukuran proppant dan lapisan batuan terhadap kedalaman penyelubungan; bagian diskusi mengungkapkan mekanisme pengaruh ukuran proppant dan lapisan batuan terhadap kedalaman penyelubungan; dan akhirnya, kami menyajikan temuan kami pada bagian terakhir.



Gambar 4.3 Ukuran specimen batuan dan proppant

DAFTAR PUSTAKA

1. Aksu I, Bazilevskaya E, Karpyn ZT. (2015). Swelling of clay minerals in unconsolidated porous media and its impact on permeability. *GeoResJ*. DOI: 10.1016/j.grj.2015.02.003
2. Al-Muntasheri, G. A. (2014). A Critical Review of Hydraulic-Fracturing Fluids for Moderate- to Ultralow-Permeability Formations Over the Last Decade. *SPE Prod & Oper* 29, 18.
3. Arqam Muqtadir, Salaheldin Elkatatny, Mohammed Mahmoud, Abdulraheem, and Ahmed Gomma. (2018). Effect of the Type of Fracturing fluid on the Breakdown Pressure of Tight Sandstone Rocks. The SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. SPE-192365-MS
4. Bin Yuan, Yongqing Wang, Nan Wei, (2019). The effects of fracturing fluid retention on permeability of shale reservoir. *Energy Procedia*. Science Direct DOI: 10.1016/j.egypro.2019.01.529
5. Clark, J. (1949). A Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Wells. *J. Pet. Technol*, 8. <https://doi.org/10.2118/949001-G>
6. Di Zhang, Jay N. Meegoda, Bruno M. Goncalves da Silva, and Liming Hu. (2021). "Impact of Hydraulic fracturing on Mineralogy on Change in Micro and Nano Porosity and Permeability of Shales". *Research Square*. DOI:10.21203/RS.3.RS-420936/V1. Corpus ID: 234834465
7. E. Azizov, H.J. Quintero, K. Saxton, and S. Sessarego. (2015). Carboxymethylcellulose a Cost-Effective Alternative to Guar, CMHPG and Surfactant-Based Fluid Systems. *SPE/CSUR Unconventional Resources Conference*. SPE-175904-MS
8. Economides, M.; Nolte, K. *Reservoir Stimulation*, NY and Chichester, 3rd ed., Wiley, 2000
9. Gabriel Adua Awejori and Mileva Radonjic. 2021. *Emerging Technologies in Hydraulic Fracturing and gas Flow Modelling*, Book Chapter: Review of Geochemical

- and Geo-mechanical Impact of Clay-Fluid Interactions Relevant to Hydraulic Fracturing. IntechOpen publishing
10. Gillard, N.; Thomas, A.; Favero, C. Novel Associative Acrylamide-based Polymers for Proppant Transport in Hydraulic Fracturing Fluids, in SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Woodlands, 2013. <https://doi.org/10.2118/164072-MS>
 11. Hamdi N, Srasra E. (2014). Acid-base properties of organosmectite in aqueous suspension. *Appl Clay Sci.* <https://doi.org/10.1016/j.clay.2014.07.009>
 12. Hong Zuoa, Shouchun Deng, Haibo Li. (2019). “Simulation of permeability of hydraulic fractures by computational fluid dynamics”. *Journal of Natural Gas Science and Engineering.* <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.04.022>
 13. Isa Silveira de Araujo and Zoya Heidari. 2022. Quantifying Interfacial Interactions Between Minerals and Reservoir/Fracturing Fluids. Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA) 63rd Annual Logging Symposium held in Stavanger, Norway. DOI: 10.30632/SPWLA-2022-0072.
 14. L. Han, L. S. (2005). Making Sense of return Permeability Data Measured in the Laboratory. SPE, 12.
 15. L.H. Ribeiro, M. S. (2012). Multiphase Fluid-Loss Properties and Return Permeability of Energized Fracturing Fluids. SPE Production and Operation, 13.
 16. Lipei Fu, Kaili Liao, Jijiang Ge, Weiqiu Huang, Lifeng Chen, Xianhang Sun, Shifeng Zhang. 2020. Study on the damage and control method of fracturing fluid to tight reservoir matrix. *Journal of Natural Gas Science and Engineering.* Science Direct. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103464>
 17. Mahdi Haddad, Alireza Sanaei, and Kamy Sepehrnoori. 2017. Hydraulic Fracturing Fluid Effect on Clay Swelling and Water Blockage in Stimulated Naturally Fractured Reservoirs. Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). DOI 10.15530-urtec-2017-2697654
 18. Martin Verdugo and Florian Doster. (2021). Impact of Capillary Pressure and Flowback Design on the Clean Up and Productivity of Hydraulic Fractured Tight Gas Wells.

- Journal of Petroleum Science and Engineering.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109465>
19. Matt Offenbacher, M. L. (2013). Return Permeability: When a Single Number Can Lead You Astray in Fluid Selection. SPE European Formation Damage Conference and Exhibition (p. 13). Noordwijk, The Netherlands: SPE.
 20. Mehmet Karaaslan, G. K. (2021). Reduced order model and global sensitivity analysis for return permeability test. Journal of Petroleum Science and Engineering, 15. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109064>
 21. Ming Hua, Lu Yongjun, Guan Baoshan, Qiu Xiaohui, Liu Wei, Yang Fa. (2016). A cellulose Fracturing Fluid with Instant Solution and No Residue. SPE Asia Pasific Oil & Gas Conference and Exhibition. SPE-182374-MS
 22. Ahmed Farid Ibrahim and Hisham Nasr-El-Din. (2018). Experimental Investigation for the Effect of the Soaking Process on the Regain Permeability After Hydraulic Fracturing in Tight Sandstone and Shale Formations. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. SPE-193123-MS
 23. Qu Hai, Ren Liancheng, He Wenhao, Jiang Tingxue and Yao Yiming. (2018). Succesful Application of Clean Fracturing Fluid Replacing Guar Gum Fluid to Stimulate Tuffstone in San Jorge Basin, Argentina. SPE Journal. SPE-189478-MS
 24. Reza Barati and Jenn Tai Liang. 2014. A review of Fracturing Fluid System used for Hydraulic Fracturing of Oil and Gas Wells. Journal of Applied Polymer Science. DOI: 10.1002/app.40735
 25. Robert, C.; Ruegamer, M.; Yang, A. Analysis of U.S. Hydraulic Fracturing Fluid System Trends, in SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, 2013.
 26. S.M. Patel, C.H. SOndergeld, and C.S. Rai. (2017). Hydraulic fracture permeability estimation using stimulation pressure data. International Jornal of Rock Mechanics and Mining Science. www.elsevier.com/locate/ijrmms.
<http://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2017.11.013>

27. Siroos Salimi, A. G. (2011). Experimental Study of Formation Damage during Underbalanced-Drilling in Naturally Fractured Formations. *Energies*.
28. Son Tran, Ali Habibi, Hasan Dehghanpour, Mike Hazelton, Jeff Rose. (2021). "Leakoff and Flowback Experiments on Tight Carbonate Core Plugs". SPE 199252 pa. *SPE Drilling & Completion*.
29. Tariq Almubarak, Jun Hong C. Ng., Mohammed AlKhalidi, Saroj Panda and Hisam A. Nasr-El-Din. (2020). Insight on Potential Formation Damage Mechanisms Associated with the Use of Gel Breakers in Hydraulic Fracturing. *Polymers*. doi: 10.3390/polym12112722
30. Tianbo Liang, R. A. (2017). Enhancing Hydrocarbon Permeability After Hydraulic Fracturing: Laboratory Evaluations of Shut-Ins and Surfactant Additives. *SPE Journal*, 13.
31. Yuan Li, F. Z. (2022). Optimization of Fracturing Fluid and Retarded Acid for Stimulating Tight Naturally Fractured Bedrock Reservoirs. *Journal of ACS Omega*, 10. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c01612>

BIBLIOGRAFI PENULIS

Dedi Kristanto



Dr. Ir. Dedy Kristanto, MT lahir di Cianjur, Jawa Barat pada tanggal 29 Desember 1965. Lulus S-1 (Ir) dari Jurusan Teknik Perminyakan Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta tahun 1991. Pada tahun 1996, memperoleh gelar Magister Teknik (MT) dari Jurusan Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung. Pada September 2004, memperoleh gelar Doctor of Philosophy (Ph.D) dari Jurusan Teknik Perminyakan Universiti Teknologi Malaysia, Johor Bahru - Malaysia. Pada tahun 2017 memperoleh Sertifikasi Profesi sebagai Insinyur Profesional Madya ASEAN Eng (IPM. ASEAN., Eng) dari Persatuan Insinyur Indonesia. Sejak tahun 1990, bekerja sebagai Staf Pengajar di Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN “Veteran” Yogyakarta. Beliau mengampu di Program Studi S1 dan S2 Teknik Perminyakan, UPN “Veteran” Yogyakarta dengan matakuliah ampu berupa Teknik Reservoir Migas, *Enhanced Oil Recovery*, Evaluasi Logging Sumur, *Abandonment Site and Restroration* (ASR) Lapangan Migas, Managemen Produksi Migas, Manajemen Reservoir Migas dan Peningkatan Perolehan Lapangan Minyak.

Dewi Asmorowati



Dewi Asmorowati, S.T., M.Eng., seorang dosen aktif di jurusan Teknik Perminyakan, UPN “Veteran” Yogyakarta sejak tahun 2010. Lahir di Sleman, 9 November 1985. Menyelesaikan kuliah S1 Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta tahun 2008 dan S2 Teknik Mesin (Sistem Teknik), UGM tahun 2013. Beliau mengampu matakuliah Perpindahan Panas dan Masa, *Field Management*, *Plan of Development*, Metode Penulisan Ilmiah, dan Pengelolaan Industri Migas dan Pabum.

Hariyadi



Hariyadi, S.T., M.T., merupakan dosen aktif di Jurusan Teknik Perminyakan, UPN “Veteran” Yogyakarta yang mengampu di Program Studi S1 Teknik Perminyakan dengan mata kuliah seperti *Field Management*, *Plan of Development*, Pengantar Teknik Perminyakan dan Pabum, dan Teknik Reservoir Migas. Lahir di Sleman, 9 November 1985. Menyelesaikan kuliah S1 Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta dan S2 Teknik Perminyakan di Institut Teknologi Bandung. Selain itu, juga aktif dalam penelitian dan pengembangan studi kasus bersama perusahaan skala nasional maupun daerah.

Allen Haryanto Lukmana



Allen Haryanto Lukmana, S.T., M.T. adalah salah satu Master *Geothermal Engineer* yang di anugerahkan gelar MT dari Institut Teknologi Bandung. Bergabung sebagai dosen pengajar di UPN "Veteran" Yogyakarta sejak tahun 2014 sampai saat ini, dia juga merupakan profesional di perusahaan konsultan di PT. Geotama Energi, sebagai Instruktur Training dan sebagai *Petroleum & Geothermal Project Engineer* yang bertanggung jawab untuk *project petroleum* dan *geothermal*, pekerjaan keteknikan, pengawasan pekerjaan dan pelaporan, dengan *client* antara lain : Pertamina EP, PPEJ, PGE, PHE, Pertamina Asset 4 dan 3, Adaro, Pertamina UTC, Bumi Siak Pusako, Ditgen Migas, Elnusa, dan beberapa perusahaan lain. Aktif dalam organisasi Magister Geothermal ITB, aktif dalam publikasi Nasional, Stanford Geothermal Workshop, ITB International Geothermal Workshop, dan lain-lain.

Pengalaman instruktur training penulis antara lain *Application X-Steam Macro excel for Geothermal Engineering*, 2016; *3D Dynamic Modelling Geothermal Reservoir*, 2017; *3D Dynamic Modelling Geothermal Reservoir*, 2018; *Monitoting and Development Reservoir and PLTP Geothermal*, 2018; *Transient Test and Pressure Temperature Survey (PTS) Analysis*, 2018; *3D Dynamic Modelling Geothermal Reservoir*, 2019; *Plug And Abandonment Wells (Workshop ASR, Yogyakarta)*, 2019; *Drilling Engineering Design to Malaysia Student*, 2019.

Pengalaman konsultan & *research* penulis antara lain : *Drilling problem evaluating, pipe sticking at shale formation Well, Mangkang, Semarang, central Java*; *Geomechanic drilling evaluation oil well, Sukowati-17*; *Plan Of Development*

(POFD) Asset 4 Cepu ; *Geomechanic modeling for drilling oil well in North East Java; Evaluation blowout / well kick and well TLJ-25 KTB-18A; Geomechanic modeling advanced for drilling oil well East Java Region; Reservoir resource study, material balance/ pressure evaluation/ production evaluation Lindai, Batang, and Meso Field; Making material questions and answers production petroleum for assessment operator human resource; Plug Abandonment (P&A) and casing cut oil and gas wells South Kalimantan; Geomechanic Evaluation Karang Mudi Field; Evaluation drilling problem, pipe sticking in geothermal wells, Ulu-belu, Lampung, South Sumatra ; Update Standard Operating Procedures (SOP) of drilling geothermal; Unconventional Shale Gas Resources Estimation, Central Sumatera; Update Model 2D Geomechanic East Java Basin; Shale Analysis with XRD Test Lab BBS-Hz60 Well; Shale Analysis with XRD Test Lab TTA-01 and SWI-01 Well; Shale Analysis with XRD Test Lab JAM-01 and JAM-04 Well; Studi Analisis XRD Sumur AMJ-001 (Akasia Maju, Indramayu); Studi Analisis XRD Sumur BBS-09 (Bambu Besar); Pemodelan 3D Reservoir Geothermal Gunung Argopuro; Desain *Engineering* sampai Analisis Keekonomian Kolam Renang hangat, pemanfaatna Brine Geothermal, Lembang Bandung; Studi Analisis XRD Sumur JAS-17 dan JAS-17 (Jatiasri); *Drilling Design* sampai Keekonomian SUMur Pengembangan (*Development Wells*) Studi POD Blok Kakap Lapangan KRA (*Main dan South*); Tim Studi XRD Kontrak *Long Term* (3 tahun); dan Pembuatan TKI dan *Software Rig Performance Test*.*

Rasyid Tegar Prambudi



Rasyid Tegar Prambudi adalah mahasiswa aktif S-1 di Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta. Lahir di Sleman pada 3 Januari 2003. Aktif pada beberapa organisasi dan perlombaan, seperti Himpunan Mahasiswa Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta sebagai Staff Divisi Internal pada periode 2022/2023, lalu sebagai Wakil Kepala *Divisi Energy and Research Departement* pada Dewan Energi Mahasiswa periode 2023/2024, lalu sebagai *Vice Executive Director* pada OGIP 2024 untuk organisasi dan kepanitiaan. Untuk perlombaan seperti *Well Design Competition* dari IPFEST 2023 ITB peringkat 4, dan *Well Design Competition* dari PROTECT 2023 Universitas Pertamina peringkat 1.



ISBN 978-623-389-234-6



9 786233 892346