

Koleksi digital milik UPT Perpustakaan ITB : Hanya di pergunakan di area kampus ITB untuk keperluan pendidikan dan penelitian

Evaluasi *Formation Damage* dari Lumpur Pemboran Jenis *OBM* terhadap *Well Performance* Sumur X di Lapangan Z

TUGAS AKHIR

Genting Sholata Sya

12214041

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar
SARJANA TEKNIK
pada Program Studi Teknik Perminyakan



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK PERTAMBANGAN DAN PERMINYAKAN
INSTITUT TEKNOLOGI BANDUNG
2018

Koleksi digital milik UPT Perpustakaan ITB : Hanya di pergunakan di area kampus ITB untuk keperluan pendidikan dan penelitian

Evaluasi *Formation Damage* dari Lumpur Pemboran Jenis *OBM* terhadap *Well Performance* Sumur X di Lapangan Z

TUGAS AKHIR

Genting Sholata Sya

12214041

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar
SARJANA TEKNIK
pada Program Studi Teknik Perminyakan

Disetujui oleh:

Dosen Pembimbing Tugas Akhir,
Tanggal

Prof. Dr. Ir. Sudjati Rachmat, DEA
NIP. 195509021980031005



Evaluasi *Formation Damage* dari Lumpur Pemboran Jenis *OBM* terhadap *Well Performance* Sumur X di Lapangan Z

Genting Sholata Sya*, Sudjati Rachmat**, Pahala Richard Panjaitan***

Copyright 2018, Institut Teknologi Bandung

Sari

Industri Permifyakan adalah industri *high risk-high cost*. Oleh sebab itulah setiap kegiatan dan operasi di sebuah lapangan minyak dan gas harus dilakukan dengan sangat teliti. Salah satu kegiatan yang paling awal dilakukan di sebuah lapangan yang akan diproduksikan adalah pemboran. Sehingga sangat penting untuk memperhatikan kegiatan pemboran dan lumpur pemboran yang digunakan yang sesuai dengan kondisi reservoir sehingga produksi lapangan tersebut dapat maksimal.

Di dalam studi ini akan membahas tentang evaluasi *formation damage* dari lumpur pemboran jenis *OBM* terhadap *well performance* sumur X di lapangan Z. Hal pertama yang akan dilakukan adalah melihat seberapa besar *formation damage* di semua zona. Kemudian, dilakukan analisa penyebab dari *formation damage* tersebut khusus dari aspek lumpur pemboran.

Dari hasil analisis menunjukkan bahwa banyak zona pada sumur X memiliki *formation damage* yang relatif tinggi. Hal ini disebabkan karena *mud weight* yang digunakan pada pemboran cukup tinggi sehingga terjadi perbedaan tekanan yang tinggi antara *mud weight* dan tekanan *reservoir* yang menyebabkan invasi *mud filtrate* ke dalam formasi tinggi.

Kata kunci: Lumpur Pemboran, *OBM*, *Formation Damage*, *Mud Weight*

Abstract

The Petroleum Industry is a high risk-high cost industry. That is why every activity and operation in an oil and gas field must be done very thoroughly. One of the earliest activities carried out in a field that will be produced was drilling. So it is very important to pay attention to the drilling activities and drilling mud that are used in accordance with the reservoir conditions so that the field production can be maximized.

In this study we will discuss the evaluation of formation damage due to drilling fluid type OBM to well performance of well X in the Z field. The first thing to do is to see how much formation damage in every zone. Then, the analysis for the cause of the formation damage will be discussed specified from the aspect of drilling fluid.

From the analysis, it shows that many zones in well X have relatively high formation damage. This is because the mud weight used in drilling is high enough that there is a high pressure difference between mud weight and reservoir pressure that causes the invasion of filtrate mud into formation becomes high.

Keywords: Drilling Fluid, *OBM*, *Formation Damage*, *Mud Weight*

*) Mahasiswa Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung, Tahun angkatan 2014

**) Pembimbing Tugas Akhir Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung

***) Pembimbing Lapangan Tugas Akhir, VICO Indonesia

1. Pendahuluan

1.1 Latar Belakang

Pada proses pemboran, banyak perusahaan menggunakan *Oil Based Mud (OBM)* sebagai lumpur pemboran dibandingkan dengan *Water Based Mud (WBM)*. Salah satu alasan utamanya adalah

dikarenakan apabila *clay* bertemu air maka akan terjadi *swelling* yang akhirnya dapat membuat formasi runtuh. Pada prosesnya, tidak berarti *OBM* merupakan solusi untuk setiap lapangan. Diperlukan analisis lebih lanjut terhadap komponen di dalam *OBM* itu sendiri. Karena *OBM* yang tidak dianalisis dengan komprehensif dan yang tidak disesuaikan dengan kondisi sumur dan *reservoir* akan menyebabkan terjadinya *formation*

damage yang dapat menyebabkan penurunan produksi hingga membuat sumur *shut in* lebih awal dari prediksi yang dibuat. Adapun thesis ini akan membahas tentang evaluasi *formation damage* terhadap *well performance*, pengaruh dari *drilling fluid* tipe *OBM*.

1.2 Tujuan

Tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Menentukan besarnya *formation damage* pada sumur X di lapangan Z
2. Mengevaluasi aspek lumpur pemboran yang mempengaruhi *formation damage*

2. Teori Dasar

2.1 Lumpur Pemboran

Lumpur pemboran adalah fluida yang disirkulasikan melalui *drillstring* dan naik anulus kembali ke permukaan di bawah operasi pengeboran normal. Biasanya disebut sebagai lumpur. (Heriot-Watt, Drilling Engineering). Fungsi utama dari lumpur pemboran dan sifat-sifat yang memenuhi fungsi-fungsi ini dirangkum dalam tabel 1. Pada umumnya terdapat 2 jenis lumpur pemboran yaitu *Water Based Mud* (WBM) dan *Oil Based Mud* (OBM) tetapi pada studi ini hanya akan dibahas tentang *OBM*. Jenis-jenis lumpur pemboran dapat dilihat pada gambar 1 dan komposisi umum *OBM* dapat dilihat pada gambar 2.

Beberapa keunggulan *OBM* adalah sebagai berikut:

- Tidak mengandung *free water* yang dapat bereaksi dengan *clay* di *shale*
- Memiliki *wellbore stability* yang sangat baik
- Memiliki lubrikasi yang baik
- Memiliki *temperature stability* yang baik
- Mengurangi resiko *differential sticking*
- Memiliki masalah pemboran yang lebih sedikit

Beberapa kerugian *OBM* adalah sebagai berikut:

- Biaya awal yang tinggi
- Perlu kontrol polusi yang lebih baik
- Mengurangi efektivitas dari beberapa alat *logging* (resistivity logs)
- Deteksi *kick* lebih sulit dikarenakan *gas solubility* pada *base oil*

Pada awal mulanya *OBM* mengandung *asphalt* dengan *water content* kurang dari 5% dan berfungsi cukup baik sehingga industri mulai mengembangkan *OBM*. Dan sekarang dikenal *Invert Emulsion Mud* yang berarti air di emulsifikasi pada oil sebagai fasa kontinu (*water-in-oil emulsion*). Air adalah fasa internal atau diskontinu dan oil adalah fasa eksternal atau kontinu. Dapat dilihat pada gambar 3 ilustrasi dari *invert emulsion mud*.

2.2 Formation Damage

Pemboran sebuah sumur ke dalam *subsurface reservoir* biasanya diikuti dengan sirkulasi lumpur untuk mengurangi *frictional heat* yang dihasilkan saat *drill bit* menembus batuan, dan untuk mentransportasi *cutting* yang terproduksi selama pemboran. Tetapi *mud fines* dan filtrat dapat menginvasi dan merusak daerah di dekat *wellbore* seperti gambar 4 oleh Yao dan Holditch (1993). *Formation damage* adalah menurunnya kemampuan sumur untuk memproduksikan fluida dari *reservoir*. *Formation damage* dapat terjadi pada porositas atau permeabilitas atau keduanya. Mekanisme *formation damage* berasal dari saat *drill bit* menyentuh bagian atas *reservoir* sampai sumur diproduksikan, formasi ini terpapar terhadap beberapa cairan dan operasi yang memiliki potensi untuk mengurangi permeabilitas dan berdampak pada produktivitas. *Damage mechanisms* yang dapat menyebabkan pengurangan ukuran pori termasuk *mud-solid invasion*, *filter-cake plugging*, *formation fine migration*, *clay swelling*, dan *polymer adsorption/precipitation*. *Damage mechanisms* yang dapat menyebabkan pengurangan permeabilitas relatif termasuk *wettability change*, *fluid saturation change*, dan *emulsion formation*. Ilustrasi *damage* di sekitar sumur dapat dilihat pada gambar 5. Bishop (1997) membuat rangkuman 7 *formation damage mechanism* yang dijelaskan oleh Bennion dan Thomas (1991,1994) sebagai berikut

1. *Fluid-fluid incompatibilities* sebagai contoh emulsi yang terbentuk antara *OBM* filtrat dan air formasi
2. *Rock-fluid incompatibilities*, sebagai contoh kontak dari *swelling clay*
3. *Solid invasion*, sebagai contoh invasi dari *weighting agents* atau *drilled solid*
4. *Phase trapping/blocking*, sebagai contoh invasi dan jebakan *WBM* di dekat daerah *wellbore* pada sumur gas
5. *Chemical adsorption/wettability alteration*, sebagai contoh *emulsifier adsorption* mengubah wettabilitas dan karakter aliran fluida pada formasi
6. *Fines migration*, sebagai contoh *internal movement* dari *fine particulate* didalam sebuah struktur pori batuan yang mengakibatkan *bridging* dan *plugging* dari *pore throats*
7. *Biological activity*, sebagai contoh *introduction* dari *bacterial agents* ke dalam formasi selama pemboran.

Adapun studi ini hanya terfokus pada *formation damage* yang disebabkan karena lumpur pemboran. Bennion (1999) memberikan *formation damage mechanism* yang umum berdasarkan tingkat dampaknya yang dapat dilihat pada gambar 6.

Beberapa cara menghitung *formation damage* adalah *skin factor* dan *depth of damage*. Skin merupakan faktor tanpa dimensi untuk menentukan efisiensi produksi dari sebuah sumur dengan cara membandingkan kondisi aktual dengan kondisi ideal atau teoretikal. Nilai skin yang positif mengindikasikan *damage* atau pengaruh yang merusak produktivitas sumur. Nilai skin yang negatif mengindikasikan produktivitas sumur yang membaik yang biasanya hasil dari stimulasi. *Effective skin factor* (s) dapat dihitung dengan persamaan Craft & Hawkin (1959) di bawah ini

$$s = \left(\frac{k}{k_d} + 1 \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) \quad \dots(1)$$

$$r_d = r_w + d \quad \dots(2)$$

Dengan k adalah *undamaged effective permeability* (md), k_d adalah *damage effective permeability* (md), r_d adalah *radius of damage region* (ft), dan r_w adalah *radius wellbore* (ft).

Depth of damage (d) adalah jarak *formation damage* yang diukur dari *wellbore*. Korelasi empirikal untuk mengukur *depth of formation damage* diberikan oleh Yan et al (1997):

$$d = 1.612 p^{0.521} \left(\frac{V_f}{\phi} \right)^{0.271} e^{0.043k} \quad \dots(3)$$

Dengan d adalah *depth of damage or invasion* (cm), p adalah *net pressure* selama *drilling* (MPa), V_f adalah kumulatif *filtrate loss* (cm^3), ϕ adalah porositas (persentase) dan k adalah pemeabilitas (darcy)

Gambar 7 yang menggunakan data dari Simpson (1974), menunjukkan bahwa *depth of filtrate invasion* sangat bergantung dari jenis lumpur. Gambar 8 menunjukkan *mud cake buildup* pada *wellbore sandface* dan *invasi filtrate* pada daerah dekat *wellbore*.

2.3 Well Deliverability

Well deliverability ditentukan oleh kombinasi dari *well inflow performance* dan *wellbore flow performance*. *Well inflow performance* atau lebih biasa dikenal sebagai *Inflow Performance Relationship* (IPR) adalah kemampuan *reservoir* untuk mengalirkan fluida pada suatu tekanan *bottom-hole* tertentu. Kemampuan *reservoir* untuk mengalirkan fluida ini bergantung dari beberapa faktor meliputi tekanan *reservoir*, permeabilitas dan ketebalan di *pay zone*, jarak dan jenis *boundary reservoir*, *wellbore radius*, properti dari fluida *reservoir*, kondisi di dekat *wellbore* dan permeabilitas relatif *reservoir*. *Wellbore flow performance* atau lebih biasa dikenal sebagai *Tubing Performance Relationship* (TPR) atau *Vertical Lift Performance* (VLP) adalah kemampuan mengalirkan fluida dengan suatu tekanan kepala sumur tertentu dengan bantuan *tubing*, *casing* atau keduanya.

3. Metodologi

Studi ini dilakukan dengan menggunakan kerangka berpikir atau metodologi seperti pada gambar 9. Studi diawali dengan batasan-batasan penentuan fokus studi yaitu pengaruh dari *OBM* terhadap *well performance*. Studi literatur dari berbagai jurnal ilmiah, dan buku akademik dilakukan untuk lebih mengerti perihal fokus studi ini. Kemudian dilakukan pengolahan data dari sumur X. Kemudian dibuat model IPR dan TPR dari sumur X dengan menggunakan IPM PROSPER. Setelah pembuatan model tersebut, dilakukan *data matching* atau validasi sehingga permodelan tersebut sesuai dengan kondisi aktual dari sumur X tersebut. Kemudian, akan dilihat evaluasi *formation damage* meliputi nilai *skin factor*, *depth of invasion*, dan faktor lainnya. Dari hasil evaluasi tersebut kemudian dilakukan analisis aspek dari *OBM* yang dapat mempengaruhi *formation damage* dan *well performance* dari sumur X tersebut. Hasil akhir dari studi ini adalah dapat diketahui aspek dari *OBM* yang berpengaruh terhadap *formation damage* dan *well performance* sumur X.

4. Studi Kasus

Sumur X di Lapangan Z berada di Kalimantan Timur, Indonesia. Pemboran sumur X dimulai pada akhir tahun 2013 tepatnya pada 18 November 2013. Sumur X memproduksikan 2 fasa fluida yaitu gas dan kondensat tetapi produksi kondensat pada sumur X ini sangatlah kecil dengan $\text{CGR} = 2 \times 10^{-6} \text{ bbl/scf}$ sehingga pada studi kali ini sumur X diasumsikan *dry gas*. Gambar 10 menunjukkan *well schematic* dari sumur X. Hingga tanggal 31 desember 2017, sumur X telah melakukan produksi dari 12 zona tetapi tidak semua dari zona tersebut pernah memproduksikan fluida. Besarnya kumulatif produksi tiap zona sumur X dapat dilihat pada tabel 2. Adapun batasan dari studi kali ini adalah analisis dilakukan hanya pada zona yang memiliki data tes. Dari awal produksi hingga data terakhir pada tanggal 31 desember 2017 banyak zona yang mengindikasikan *low performance* yang dibuktikan dengan hasil kumulatif gas yang tidak terlalu tinggi jika dibandingkan dengan produksi kumulatif gas pada umumnya. Penyebab paling umum dari *low productivity* adalah *formation damage*. Karena indikasi inilah pentingnya dilakukan *well performance evaluation* meskipun dengan keterbatasan tanpa data *well test* seperti *pressure build up* atau *drawdown*. Adapun batasan dari fokus studi ini adalah menganalisa *well performance* karena *formation damage* akibat dari lumpur pemboran secara khusus dimana sumur X menggunakan *OBM* sebagai lumpur pemboran.

5. Hasil dan Pembahasan

Pembahasan pada studi ini dimulai dengan studi literatur dan kemudian dilakukan pengolahan data untuk dibuat model IPR dan TPR. Tabel 3 menunjukkan parameter-parameter dari setiap zona yang dibutuhkan dalam pembuatan model tersebut. Gambar 11-16 menunjukkan model IPR dan TPR dari setiap zona *single layer* pada sumur X dengan menggunakan IPM PROSPER pada kondisi ideal $skin=0$. Dari model tersebut kemudian akan divalidasi dengan melakukan *data matching* terhadap data tes. Tabel 4 menunjukkan besar laju gas pada kondisi aktual (sesuai data tes) dan pada kondisi $skin = 0$. Dari tabel ini terlihat bahwa banyak dari zona-zona sumur X memiliki *skin* yang tinggi dimana zona G0590, G0510 dan D0550 memiliki *formation damage* yang tergolong parah (>75), zona G053A, F0520, E0710, dan E0700 memiliki *formation damage* yang tergolong sedang dan zona D0660, F0720, D056A memiliki *formation damage* yang tergolong rendah. Dari tabel ini juga dapat dilihat bahwa terjadi penurunan laju gas yang tinggi pada setiap zona di sumur X akibat dari *formation damage*. Gambar 17 menunjukkan besarnya *gas rate reduction* pada setiap zona di sumur X. Dari sini dapat kita lihat bahwa setiap zona telah mengalami *gas rate reduction* yang sangat besar akibat *formation damage* dimana *gas rate reduction* terkecil sebesar 11% terjadi pada zona D0660 dan *gas rate reduction* terbesar sebesar 100% terjadi pada zona G0510 dan *gas rate reduction* rata-rata sebesar 60%. Zona G0510 mengalami *gas rate reduction* 100% dikarenakan zona ini tidak pernah memproduksikan gas dari awal diperforasi dimana seharusnya zona ini mampu memproduksikan sebesar 1.904 MMSCFD jika tidak mengalami *formation damage*. Kemudian pada tabel 5 kita dapat melihat besarnya *mud weight* dari *OBM* yang digunakan untuk setiap zona dan tekanan reservoir setiap zona pada saat *drilling*. Besaran *mud weight* untuk sumur X berkisar 9.6 – 11.4 ppg sedangkan tekanan *reservoir* zona-zona sumur X saat drilling berkisar 1.5 – 8.3 ppg. Perbedaan tekanan terbesar dialami oleh zona G0510 sedangkan perbedaan tekanan terendah dialami oleh zona D0660. Jika kita mengacu pada persamaan (3) maka *depth of damage* dipengaruhi oleh 4 variabel yaitu *net pressure* ketika *drilling*, kumulatif *filtrate loss*, porositas dan permeabilitas. Setiap zona pada sumur X memiliki kumulatif *filtrate loss* yang sama yaitu sebesar 2.8 cm^3 dan memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang relatif sama besar. Maka variable yang paling berpengaruh terhadap *depth of damage* adalah *net pressure* ketika *drilling*. Hal ini terbukti ketika semakin besar perbedaan tekanan (*excessive overbalance*) maka akan semakin besar *depth of damage*. Hal ini dapat kita lihat pada tabel 6 dimana zona G0590 dan G0510 memiliki perbedaan tekanan yang tertinggi sehingga menghasilkan *depth of damage* tertinggi juga. Dengan mengacu pada persamaan (2), semakin besar *depth of damage* maka akan semakin besar *radius of damage*

region. Semakin besar *radius damage* yang didukung dengan *skin* yang besar juga akan menghasilkan *damage effective permeability* yang besar (mengacu pada persamaan (1)) yang akhirnya membuat zona-zona memiliki *low performance*. Hal yang sebaliknya juga berlaku. Semakin kecil perbedaan tekanan maka akan semakin kecil *depth of damage*. Hal ini dapat kita lihat pada tabel x dimana zona E0710, E0700, D0660 memiliki perbedaan tekanan yang rendah sehingga menghasilkan *depth of damage* rendah juga. Semakin kecil *depth of damage* maka *radius of damage region* tidak akan meningkat secara signifikan. Apabila zona tersebut hanya memiliki *skin* yang kecil maka *damage effective permeability* tidak akan berdampak parah sehingga performance pada zona tersebut tidak akan menurun drastis.

Jenis *OBM* yang digunakan pada sumur X merupakan jenis *Invert Emulsion Mud* dimana air diemulsifikasi pada oil sebagai fasa kontinu (*water-in-oil emulsion*). Air adalah fasa internal atau diskontinu dan oil adalah fasa eksternal atau kontinu. Meskipun *oil-wetting muds* berguna dapat operasi drilling, ini juga dapat merugikan dalam proses *well completion* dan *workover*. Kerugiannya mencakup minyak yang masih terdapat di dalam cutting, sulitnya pembersihan *filtercake*, dan *cementing* yang buruk. Dan fluida dengan *oil-wetting* yang tinggi cenderung mengubah wettabilitas dari formasi yang dilakukan pemboran yang mana hal ini diakui sebagai salah satu mekanisme *formation damage* (Arvind & Frederick, 1999). Sekarang telah ada teknologi dimana *OBM* menggunakan jenis *Reversible Invert Emulsion Mud* dimana formulasinya sederhana dan mirip dengan konvensional *invert emulsion mud* kecuali pada bagian *surfactant*. *Property* unik dari *Reversible Invert Emulsion Mud* adalah mampu mengubah dari *invert emulsion* (w/o) menjadi *direct emulsion* (o/w) dan kembali menjadi *invert emulsion* tanpa merusak *surfactant*. *Reversible Invert Emulsion Mud* dapat menjadi *direct emulsion* dengan menambahkan asam dan bisa kembali menjadi *invert emulsion* dengan penambahan basa seperti pada gambar 18. Beberapa keuntungannya adalah sebagai berikut dimana pada saat operasi pemboran, mud lebih baik dalam keadaan *oil-wet* atau *invert emulsion* sedangkan pada saat operasi *cementing*, mud lebih baik dalam keadaan *water-wet* dikarenakan *cement bond* dengan permukaan *oil-wet* jauh lebih lemah dibandingkan *cement bond* dengan permukaan *water-wet*. Keuntungan lain adalah dalam pembuangan *cutting*. Pembuangan *cutting* yang *oil-wet* terutama pada *offshore* dapat menyebabkan pada banyaknya penumpukan organik pada *seafloor* sekitar lokasi pemboran dan pada kondisi *anaerobic* dapat menyebabkan kerusakan jangka panjang setelah *discharge*. Dengan *Reversible Invert Emulsion Mud*, *oil-wet cutting* dapat diubah menjadi *water-wet* sebelum mereka dilakukan *discharge* sehingga dapat terbiodegradasi lebih cepat dalam keadaan *aerobic* dan

tidak akan menghasilkan tumpukan *cutting* pada *seafloor*.

Bahan dasar (*base oil*) dari *OBM* yang digunakan pada sumur X adalah saraline. Saraline memiliki kadar aromatik yang tinggi sehingga bersifat toksik dan berbahaya untuk lingkungan. Karena hal inilah diperlukan alternatif lain yaitu mineral oil. Mineral oil merupakan produk dari hidrokarbon yang telah mengalami proses lebih lanjut sehingga kadar aromatik dapat dikurangi agar sifat toksiknya berkurang. (Rudi Rubiandini, 2005). Selain dari faktor lingkungan, mineral oil juga dapat membantu mengurangi formation damage. Perbandingan antara *OBM* dengan base oil saraline dan mineral oil ditunjukkan pada tabel 7. Dari tabel terlihat bahwa *OBM* dengan base oil mineral oil memiliki harga *emulsion stability* yang lebih besar dari saraline. *Emulsion stability* berperan penting untuk mengetahui kestabilan dan tipe dari emulsi, apakah water in oil atau oil in water yang dapat berpengaruh terhadap operasi seperti yang telah dijelaskan sebelumnya. *OBM* dengan base oil mineral oil juga terbukti memiliki volume HPHT filtrate yang lebih kecil dari saraline. HPHT filtrate menunjukkan jumlah filtrat yang dihasilkan, semakin sedikit filtrat yang dihasilkan maka lebih bagus karena salah satu penyebab formation damage yang signifikan adalah banyaknya filtrat yang masuk ke formasi.

6. Kesimpulan

1. Performa sumur X sudah tidak maksimal dikarenakan adanya *formation damage* yang dapat dilihat pada tabel 4.
2. *Formation damage* pada sumur X disebabkan karena *mud weight* yang tinggi sehingga menyebabkan excessive overbalance antara mudweight dan tekanan reservoir yang mengakibatkan invasi mud filtrate ke formasi tinggi.

7. Rekomendasi

1. *Formation damage* pada sumur X dapat berasal dari banyak hal seperti *partial completion*, turbulensi fluida dan lain-lain. Sehingga perlu dilakukan studi lebih lanjut tentang penyebab dari *formation damage*.
2. Penggunaan *OBM* jenis Reversible Invert Mud Emulsion dan base oil *OBM* dari mineral oil dapat mengurangi formation damage dan memberikan keuntungan lainnya.

8. Ucapan Terima Kasih

Penulis mengucapkan terima kasih setulusnya kepada:

1. Allah SWT karena atas ridho dan rahmat-Nya penulis dapat menyelesaikan penulisan Tugas Akhir ini

2. Ayah penulis, Supandi Rachmad, dan Ibu penulis, Yuliana Atika yang senantiasa mendukung dan mendoakan penulis
3. Saudara-saudara penulis, Wisanggeni Sholata Sya, Setyaki Sholata Sya dan Inggil Sholata Sya yang senantiasa mendukung dan mendoakan penulis
4. Prof. Dr. Ir. Sudjati Rachmat, DEA sebagai dosen pembimbing penulis yang telah memberikan arahan dan bimbingan kepada penulis dalam mengerjakan Tugas Akhir ini
5. Dr. Ir. Pahala Richard Panjaitan, M.T. sebagai dosen pembimbing kedua penulis yang telah memberikan arahan dan bimbingan kepada penulis dalam mengerjakan Tugas Akhir ini
6. Nugroho Triveda Fajri, S.T. dan Sandro Priatmojo Moelyono, S.T. sebagai abang pembimbing penulis yang telah membantu dalam pengerjaan Tugas Akhir ini
7. Risa Pratiwi sebagai teman spesial yang selalu menemani, memberikan semangat dan mendoakan penulis
8. Naufalul Fikri dan Fitrah Risalah sebagai teman seperjuangan dalam pembuatan Tugas Akhir
9. Teman-teman HMTM “PATRA” ITB, terkhusus angkatan 2014 Ignea Petram yang selalu mendukung, menemani, dan belajar bersama penulis selama di Teknik Perminyakan ITB
10. Seluruh pihak yang telah membantu penulis baik selama di ITB maupun selama pembuatan Tugas Akhir yang tidak dapat disebutkan satu per satu

9. Referensi

- Adams, Neal. 1985. Drilling Engineering A Complete Well Planning Handbook. PennWell Publishing Company : Tulsa..
- Bennion, D.B. et al. 2000. Formation Damage Processes Reducing Productivity of Low Permeability Gas Reservoirs. SPE 60325
- Bennion, D.B. et al. 2000. Low Permeability Gas Reservoirs and Formation Damage -Tricks and Traps. SPE 59753
- Bourgoyne Jr, Adam T. et al. 1986. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers : Richardson..
- Civan, Faruk. 2000. Reservoir Formation Damage Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Gulf Publishing Company : Houston.
- Guo, Boyun, Lyons, William C., & Ghalambor, A. (2006). Petroleum Production Engineering: A

- Computer Assisted Approach. Lafayette: University of Louisiana.
- Drilling Engineering. Heriot-Watt University.
- Marx, Claus dan S.S. Rahman. 1987. Evaluation of Formation Damage Caused by Drilling Fluids, Specifically in Pressure-Reduced Formations. SPE 12494
- McKinney, L.K. et al. 1988. Formation Damage Due to Synthetic Oil Mud Filtrates at Elevated Temperatures and Pressures. SPE 17162
- Panjaitan, Pahala. 2010. Well Performance Evaluation Specifically in F and G Zones Y Field.
- Patel, Arvind D. dan Frederick B. Growcok. 1999. Reversible Invert Emulsion Drilling Fluids: Controlling Wettability and Minimizing Formation Damage. SPE 54764
- Rabia, Hussain. 2002. Well Engineering & Construction. Entrac Consulting
- Rubiandini, R. et al. 2005. Base Oil Baru Buatan Dalam Negeri yang Tidak Bersifat Toksik untuk Lumpur Berbahan Dasar Minyak (OBM). IATMI 2005-53
- Schlumberger. 2017. Formation Damage. http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/formation_damage.aspx, 28 Mei 2018
- Schlumberger. 2017. Skin. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/skin.aspx>, 28 Mei 2018
- Tovar, Jose. et al. 1994. Formation Damage Studies on Reservoir Rocks Using Water-Base and Oil-Base Muds. SPE 27349
- Van der Zwaag, C.H. 2004. Benchmarking the Formation Damage of Drilling Fluid. SPE 86544