

Optimasi Penggunaan *Shale Inhibitor* dengan Metode *Swelling Test* pada Sistem Sirkulasi Lumpur *HPWBM* di Sumur FZH-10 Trayek 12¼"

The Optimizing of Shale Inhibitor Using by Swelling Test Method on Circulation Mud HPWBM System in FZH-10 Route 12¼ Pit

¹Ikhsan Aprilyansyah, ²Yunus Ashari, ³A. Machali Muchsin
^{1,2,3}Prodi Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Bandung,
 Jl. Tamansari No.1 Bandung 40116
 email: ¹ikhsan.aprilyansyah@gmail.com

Abstract. Drilling wells FZH-10 passing some rock formations that one of them is on a trajectory Kintom Formations 12¼ ". In the Kintom Formation Shale layers are reactive, causing some problems such as *swelling cutting*, *bit balling*, *BHA balling* and *stuck pipe*. To overcome these problems, the process of drilling the wells FZH-10 stretch 12¼ "using mud circulation system *Kla HPWBM Shield*, where the mud circulation system has polymer composition *Ultrahib* that serves to overcome the problem of Formation. *Shale* reactive But during the drilling process took place there are still some problems that occur associated with *clay swelling* due to the use of *shale inhibitor* is less than optimal. The focus of this research is optimizing the use *Ultrahib* as *shale inhibitor* used in the drilling mud circulating system *Kla Shield HPWBM* to overcome the problems of *swelling clay*. In the process, to determine the optimum level of use of these methods will be utilized *Ultrahib Methylene Blue Test (MBT)* to determine the value of the *cation exchange capacity (CEC)* of the shale formation and using method *Swelling Test* to determine the optimum level of *Ultrahib* that need to be used. Based on the results of testing of methods of *Methylene Blue Test (MBT)*, it is known that the value of the *cation exchange capacity (CEC)* of the shale formation located on the route 12¼ "wells FZH-10 was 20 meq / 100 gram. With the value of the CEC, it can be determined that the types of minerals contained in these formations are *illite* which is a mineral that is reactive and will occur *swelling* if the contact of water. In determining the optimum levels of use *Ultrahib (Shale Inhibitor)* used methods *Swelling Test* and obtain optimum levels of use *Ultrahib* that need to be added to address the problem *Shale* is 2.58%.

Keywords: *Methylene Blue Test, Cation Exchange Capacity, Swelling Test, Optimizing*

Abstrak. Sumur pengeboran FZH-10 melewati beberapa formasi batuan yang salah satunya yaitu Formasi Kintom pada trayek 12¼". Pada Formasi Kintom tersebut terdapat lapisan Shale yang reaktif sehingga menimbulkan beberapa masalah seperti *swelling cutting*, *bit balling*, *BHA balling* dan *stuck pipe*. Untuk mengatasi masalah tersebut, proses pengeboran pada sumur FZH-10 trayek 12¼" menggunakan sistem sirkulasi lumpur *Kla Shield HPWBM*, dimana sistem sirkulasi lumpur ini memiliki komposisi polimer *Ultrahib* yang berfungsi untuk mengatasi masalah Formasi *Shale* yang reaktif. Namun pada saat proses pengeboran berlangsung masih terdapat beberapa permasalahan yang terjadi terkait dengan *swelling clay* dikarenakan penggunaan *shale inhibitor* kurang optimal. Fokus dari penelitian ini yaitu pengoptimalan penggunaan *Ultrahib* sebagai *shale inhibitor* yang digunakan pada sistem sirkulasi lumpur pengeboran *Kla Shield HPWBM* untuk mengatasi permasalahan *swelling clay*. Pada prosesnya, untuk mengetahui kadar optimum dari penggunaan *Ultrahib* tersebut akan digunakan metode *Methylene Blue Test (MBT)* untuk mengetahui nilai *Cation Exchange Capacity (CEC)* dari formasi shale tersebut dan dengan menggunakan metode *Swelling Test* untuk mengetahui kadar optimum dari *Ultrahib* yang perlu digunakan. Berdasarkan hasil pengujian dari metode *Methylene Blue Test (MBT)*, diketahui bahwa nilai *Cation Exchange Capacity (CEC)* dari formasi shale yang terdapat pada trayek 12¼" sumur FZH-10 adalah 20 meq/100 gram. Dengan nilai CEC tersebut maka dapat ditentukan bahwa jenis mineral yang terdapat pada formasi tersebut adalah *Illite* yang merupakan mineral yang reaktif dan akan terjadi *swelling* apabila kontak terhadap air. Dalam penentuan kadar optimum dari penggunaan *Ultrahib (Shale Inhibitor)* digunakan metode *Swelling Test* dan didapatkan kadar optimum dari penggunaan *Ultrahib* yang perlu ditambahkan untuk mengatasi *problem Shale* adalah 2,58 %.

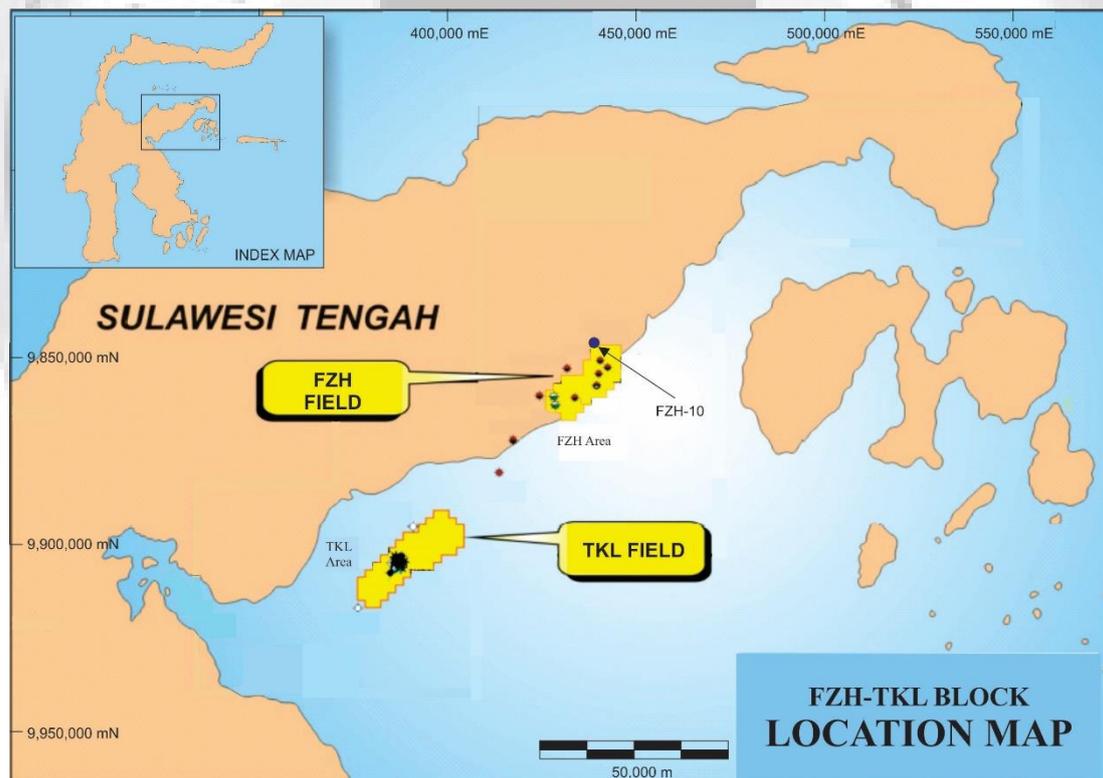
Kata Kunci: *Methylene Blue Test, Cation Exchange Capacity, Swelling Test, Optimasi*

A. Pendahuluan

Latar Belakang

Pada saat dilakukannya operasi pengeboran tentu akan menembus formasi batuan yang berbeda-beda, oleh karena itu lumpur pengeboran yang digunakan harus disesuaikan dengan karakteristik dari formasi batuan yang dilewati tersebut agar tidak terjadi masalah-masalah saat proses pengeboran berlangsung. Formasi-formasi yang dibor pada sumur FZH-10 adalah Formasi Biak pada trayek 17½” dengan kedalaman 173 - 2.192 ft MD, Formasi Kintom pada trayek 12¼” dengan kedalaman 2.192 - 8.263 ft MD dan Formasi Mentawa pada trayek 8½” dengan kedalaman 8.263 - 8.713 ft MD.

Pada saat pengeboran pada sumur FZH-10 dilakukan terjadi beberapa masalah seperti *Bit Balling*, *BHA Balling* dan *Stuckpipe* yang diakibatkan oleh terjadinya *swelling clay* pada Formasi Kintom yang terletak pada trayek 12¼” dengan kedalaman 2.192 - 8.263 ft MD. Untuk mengatasi permasalahan tersebut, proses pengeboran pada sumur FZH-10 trayek 12¼” menggunakan sistem sirkulasi lumpur *Kla Shield* (HPWBM) yang terdapat *Ultrahib* sebagai *shale inhibitor*, namun penggunaan *Ultrahib* pada proses pengeboran tersebut kurang optimal, sehingga diperlukan penelitian untuk mengoptimalkan penggunaan *Ultrahib* untuk mengatasi permasalahan *swelling clay* pada Formasi Kintom yang terdapat pada lapangan FZH. Penelitian tersebut dilakukan untuk mengatasi permasalahan yang sama pada rencana pengeboran berikutnya.



Gambar 1. Peta Lokasi Lapangan FZH-TKL PT.SFN

Tujuan Penelitian

Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah:

1. Mengetahui sistem sirkulasi lumpur pengeboran yang digunakan pada formasi serpih (shale) di sumur FZH-10 trayek 12¼”.
2. Mengetahui permasalahan yang timbul pada saat dilakukannya proses

- pengeboran pada sumur FZH-10 trayek 12¼”.
3. Melakukan pengujian sampel cutting shale untuk mengetahui karakteristik formasi shale yang terdapat pada sumur FZH-10 trayek 12¼”.
 4. Menentukan kadar optimum shale inhibitor yang perlu digunakan untuk mengatasi permasalahan yang terjadi pada sumur FZH-10 trayek 12¼” tersebut.

B. Landasan Teori

Sifat kimia mineral *clay* yang paling penting adalah kemampuan penyerapan anion dan kation tertentu yang kemudian merubahnya ke lain anion dan kation dengan pereaksi suatu ion di dalam air (*Ionic Exchange Capacity*). Reaksi pertukaran terjadi di sekitar sisi luar dari unit struktur *silica alumina*.

Reaksi pertukaran kation kadang-kadang bersamaan dengan terjadinya *swelling*. Jika permukaan *clay* kontak dengan air dan menganggap bahwa satu plat *clay* terpisah dari matriknya, maka ion-ion yang bermuatan positif (kation) akan meninggalkan plat *clay* tersebut. Karena molekul air adalah polar maka molekul air akan ditarik balik oleh kation yang terlepas maupun plat *clay* dan molekul air yang bermuatan positif akan ditarik oleh plat *clay*nya sendiri, sehingga seluruh *clay* akan mengembang. Permasalahan *swelling clay* tersebut mengakibatkan pengeboran yang dilakukan pada sumur FZH-10 trayek 12¼” terjadi masalah seperti *Bit Balling*, *BHA Balling* dan *Stuckpipe*.

Untuk mengetahui tingkat reaktifitas *clay* dapat dilakukan pengujian dengan *Methylene Blue Test* (MBT). Selain itu, pengujian ini juga dapat menentukan jenis mineral *clay* yang terdapat pada suatu formasi *shale* tersebut. Nilai CEC untuk berbagai macam *clay* yang ditemukan pada *shale* dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1. Kapasitas Tukar Kation dari Macam-Macam Jenis Mineral *Clay*

Jenis Mineral <i>Clay</i>	Kapasitas Tukar Kation (Meq/100 gram)
<i>Kaolinite</i>	3-15
<i>Illite</i>	10-40
<i>Montmorillonite</i>	80-150

Methylene Blue Test memerlukan satu gram sampel *shale*. Sampel ini terdispersi dalam air dengan sejumlah kecil dispersan, asam sulfat dan hidrogen peroksida; direbus selama beberapa menit; dinginkan sampai suhu ruangan; dan dititrasi dengan *methylene blue*. Titik akhir dicapai saat meletakkan sampel suspensi ke kertas filter lalu menghasilkan padatan yang berwarna biru. Analisa CEC dapat dilakukan di laboratorium atau langsung di lokasi sumur dengan peralatan yang sedikit.

Untuk mengatasi sifat mineral *clay* yang reaktif pada saat proses pengeboran diperlukan optimalisasi penggunaan *shale inhibitor* pada suatu sistem sirkulasi lumpur pengeboran, proses optimalisasi tersebut dapat dilakukan dengan menggunakan metode *Swelling Test*. *Swelling test* dilakukan dengan menggunakan alat yang disebut *Swelling Test Meter / Linear Swell Meter*. Alat ini mengukur *swelling* dari plat *shale* setelah *shale* kontak dengan sistem sirkulasi lumpur yang digunakan dalam proses pengeboran. Jumlah dari *shale* yang *swelling* setelah kontak dengan fluida adalah ukuran dari tingkat reaktif *shale* terhadap air.

Pada penelitian ini, *swelling test* dilakukan dalam waktu 16 jam dengan 4 sampel lumpur dengan kadar *shale inhibitor* yang berbeda. Sampel lumpur yang memiliki nilai persen *volume expansion* di atas 10% maka dianggap tidak optimum, hal tersebut karena *margin 10%* adalah *margin safety swelling* dari *cutting* terhadap *clearance annulus*,

apabila terjadi *swelling* di atas 10% maka akan menyebabkan *stuck* pada rangkaian pipa bor, terutama di bagian *BHA* (*drill collar*, *HWDP*, *JAR*, dan lainnya).

Apabila hasil pengujian *swelling test* dari keempat sampel tersebut belum ada yang cukup optimum untuk mengatasi permasalahan *swelling clay* tersebut maka diperlukan metode *Interpolasi* untuk mencari kadar *Ultrahib* yang optimum di luar dari kadar yang diujikan pada pengujian *Swelling Test*. Metode tersebut dapat dilakukan dengan menggunakan rumus;

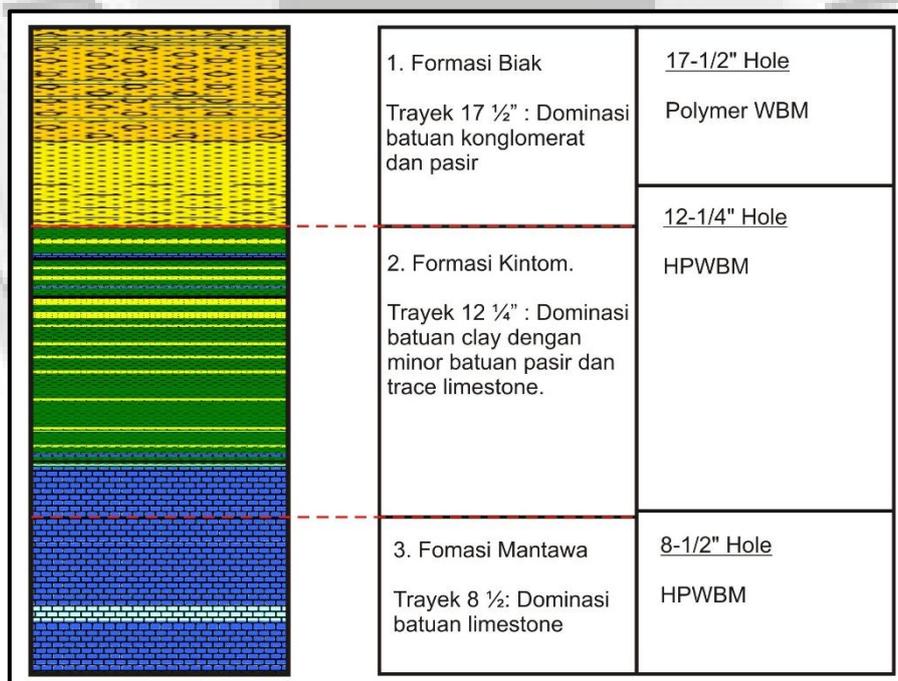
$$\frac{X_{\max} - X}{X - X_{\min}} = \frac{y - y_{\max}}{y_{\min} - y}$$

Keterangan:

- x = Kadar *Ultrahib* (%)
- y = *Volume Expansion* (%)

C. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Pengembangan sumur FZH-10 dilakukan dengan pengeboran berarah (*directional drilling*), yaitu mengarahkan lubang sumur menurut lintasan tertentu ke sebuah target yang terletak *directional* di bawah permukaan bumi. Formasi-formasi yang dibor pada sumur FZH-10 adalah Formasi Biak pada trayek 17½” dengan kedalaman 173 - 2.192 ft MD, Formasi Kintom pada trayek 12¼” dengan kedalaman 2.192 - 8.263 ft MD dan Formasi Mentawa pada trayek 8½” dengan kedalaman 8.263 - 8.713 ft MD.



Gambar 2. Penampang Stratigrafi Sumur FZH-10

. Pada Formasi Kintom tersebut terdapat lapisan shale yang reaktif sehingga menimbulkan beberapa masalah yang disebabkan oleh *swelling cutting* seperti *Bit Balling*, *BHA Balling* dan *stuck pipe*.



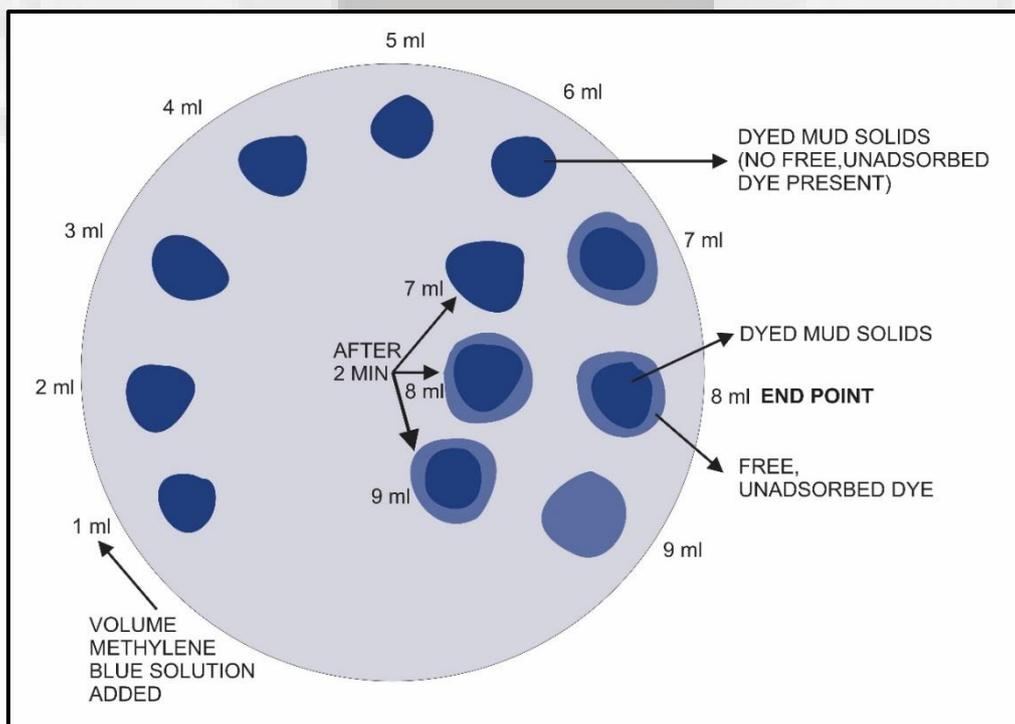
(a) (b)

Gambar 3. (a) *Swelling Clay* (b) *BHA Balling*

Pada Gambar 3 terlihat terdapat permasalahan yang diakibatkan oleh *swelling clay*, masalah tersebut timbul akibat kurang optimalnya penggunaan *Ultrahib* pada sistem sirkulasi lumpur pengeboran *Kla Shield High Performance Water Based Mud (HPWBM)*. Oleh sebab itu, untuk mengatasi masalah tersebut diperlukan optimalisasi penggunaan *Ultrahib* sebagai *shale inhibitor* berdasarkan metode MBT dan *Swelling Test* sehingga bisa diketahui seberapa besar konsentrasi dari penggunaan *Ultrahib* yang efektif, efisien dan ekonomis.

Analisis Methylene Blue Test

Untuk pengujian *Methylene Blue Test* yang dilakukan pada kegiatan penelitian ini volume lumpur yang digunakan yaitu 2 ml dan didapatkan volume larutan *methylene blue* yang digunakan sampai tercapainya titik akhir yaitu sebanyak 8 ml.



Gambar 4. Sketsa Hasil Uji *Methylene Blue Test*

Dari hasil tersebut maka nilai *Cation Exchange Capacity* yang didapatkan adalah sebagai berikut:

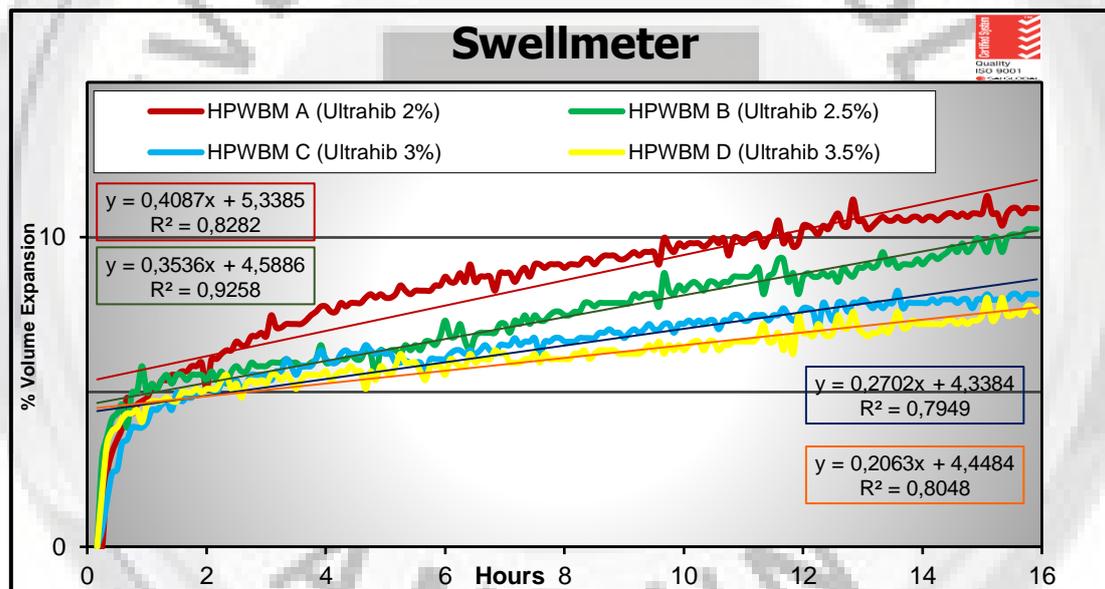
Tabel 2. Hasil Uji Methylene Blue Test

No.	Parameter	Hasil
1	Volume Lumpur	2 ml
2	Volume Larutan <i>Methylene Blue</i>	8 ml
3	Nilai <i>Cation Exchange Capacity</i> (CEC)	20 meq/100 gram

Dari hasil uji *Methylene Blue Test* tersebut maka diketahui jenis mineral *clay* yang terdapat pada formasi *shale* di sumur FZH-10 trayek 12¼" merupakan jenis mineral *Illite*. *Shale inhibitor* yang perlu digunakan untuk mencegah terjadinya *swelling* pada mineral *Illite* ini memiliki kadar 2% - 4%,

Analisis Swelling Test

Setelah pengujian dengan metode *Swelling Test* dilakukan didapatkan hasil berupa grafik seperti yang terdapat pada Gambar 5.



Gambar 5. Grafik Hasil *Swelling Test*

Dari grafik tersebut didapatkan nilai persen *volume expansion* dari setiap sampel lumpur yang telah diuji selama 16 jam seperti pada Tabel 3.

Tabel 3. Hasil Persen *Volume Expansion* dari *Swelling Test* Jam ke-16

No.	<i>Mud System</i>	Kadar Ultrahib (%)	<i>Volume Expansion</i> (%)
1	HPWBM A	2	10,93
2	HPWBM B	2,5	10,25
3	HPWBM C	3	8,15
4	HPWBM D	3,5	7,76

Hasil *swelling test* di atas menunjukkan besarnya *volume expansion* dalam persen dari sampel *shale* yang diuji selama 16 jam dengan 4 jenis lumpur yang memiliki kadar

Ultrahib yang berbeda. Pada grafik tersebut terlihat adanya ketidakstabilan pada nilai *volume expansion* pada setiap sampel lumpur, hal tersebut dapat dipengaruhi karena sifat clay yang lunak setelah terkena air dan kemudian mengembang sehingga menyebabkan sensor yang diterima oleh LVDT mendeteksi *volume expansion* dari *cutting shale* tersebut memiliki nilai yang naik-turun. Hal tersebut juga dapat dibuktikan pada saat pengujian baru berlangsung berlangsung antara 0 – 1 jam yang memiliki nilai *volume expansion* yang terus menerus naik secara signifikan karena sampel *cutting* yang relatif belum stabil secara fisik apabila tercampur oleh *water based mud*.

Karena ketidakstabilan nilai *volume expansion* yang didapatkan tersebut oleh karena itu perlu ditarik garis linear dari setiap grafik untuk melihat *trendline* kenaikan *volume expansion* dari setiap sampel lumpur yang diuji. Setelah ditarik garis linear pada setiap grafik tersebut diperoleh nilai Koefisien Determinasi (R^2) yang berbeda-beda, di mana nilai R^2 ini menjelaskan kestabilan kenaikan dari nilai *volume expansion* yang diperoleh pada setiap sampel lumpur, semakin tinggi nilai R^2 maka semakin stabil pula kenaikan *volume expansion* yang diperoleh dalam setiap jamnya.

Dari garis linear dan persamaan garisnya tersebut didapatkan persen *volume expansion* setelah mencapai titik 16 jam seperti pada Tabel 4.

Tabel 4. Hasil Persen *Volume Expansion* Garis Linear Grafik *Swelling Test* Jam ke-16

No.	Garis Linier	Kadar <i>Ultrahib</i> (%)	<i>Volume Expansion</i> (%)
1	HPWBM A	2	11,877
2	HPWBM B	2,5	10,2426
3	HPWBM C	3	8,6616
4	HPWBM D	3,5	7,7492

Dari hasil tersebut terlihat bahwa semakin tinggi kadar penggunaan *Ultrahib* pada suatu sistem sirkulasi lumpur pengeboran maka akan semakin menekan persen *volume expansion* yang terjadi pada sampel *cutting shale* tersebut. Dari hasil tersebut artinya perlu digunakan sampel lumpur dengan kadar *Ultrahib* di atas 2,5%. Namun hal tersebut tidak akan menjadikan kadar *Ultrahib* 3% menjadi rekomendasi, karena selain nilai tingkat kestabilan yang kurang baik dari penggunaan kadar tersebut, nilai persen *volume expansion* yang didapatkan pada jam ke-16 juga cukup jauh di bawah 10%.

Dalam mengoptimasi penggunaan *Ultrahib* tersebut diperlukan kadar yang memiliki nilai persen *volume expansion* maksimal 10%, oleh karena itu kita akan mencari kadar *Ultrahib* yang paling optimal diantara kadar 2,5% - 3% agar mendapatkan kadar yang tidak terlalu besar namun margin volume ekspansi nya berada pada nilai 10%. Untuk mencari nilai tersebut kita dapat menggunakan metode *Interpolasi*, untuk mendapatkan nilai optimal dari penggunaan kadar *Ultrahib* dengan margin 2,5% - 3%.

Dari hasil *Interpolasi* tersebut kemudian didapatkan kadar optimum dari penggunaan *Ultrahib* agar mencapai persen *volume expansion* 10% yaitu 2,58%. Kadar dari *Ultrahib* tersebut tepat untuk digunakan dalam permasalahan *swelling clay* yang terjadi pada trayek 12¼" sumur FZH-10 dengan masih memperhitungkan nilai ekonomis dari penggunaan *shale inhibitor* tersebut.

D. Kesimpulan dan Saran

Berdasarkan pembahasan dalam penelitian ini, dapat disimpulkan beberapa hasil penelitian sebagai berikut:

1. Sistem sirkulasi lumpur pengeboran yang digunakan pada sumur FZH-10 trayek 12¼" adalah sistem sirkulasi lumpur *Kla Shield High Performance Water Based*

Mud (HPWBM) dengan komposisi air, *barite*, *soda ash*, *Polypac-UL*, *Duovis*, *Idcap-D* dan *Ultrahib*. *Ultrahib* berfungsi sebagai *Shale Inhibitor* dengan cara mencegah penyerapan air oleh mineral *clay* yang reaktif.

2. Permasalahan yang terjadi pada saat proses pengeboran di sumur FZH-10 trayek 12¼" adalah terjadinya *swelling cutting* yang menyebabkan terjepitnya rangkaian pipa pengeboran dan terjadinya *Bit Balling* dan *BHA Balling* yang akan menyebabkan terjadinya masalah-masalah seperti *annular deadlock* ataupun *stuck pipe*.
3. Berdasarkan hasil pengujian metode *Methylene Blue Test* (MBT), dapat diketahui bahwa nilai *Cation Exchange Capacity* (CEC) dari *shale* yang terdapat pada trayek 12¼" sumur FZH-10 adalah 20 meq/100 gram. Dari nilai CEC tersebut diketahui bahwa jenis mineral yang terdapat pada formasi tersebut adalah *Illite*.
4. Penentuan kadar optimum penggunaan *Ultrahib* (*Shale Inhibitor*) digunakan metode *Swelling Test* melalui pengujian 4 jenis sampel lumpur pengeboran dengan konsentrasi *Ultrahib* yang berbeda yaitu dengan konsentrasi *Ultrahib* 2%, 2,5%, 3% dan 3,5%. Dari hasil pengujian tersebut belum didapatkan kadar optimum untuk penggunaan *Ultrahib*, oleh karena itu dilanjutkan perhitungan dengan metode *Interpolasi* dan didapatkan hasil optimum penggunaan kadar *Ultrahib* yaitu 2,58 %.

Saran

Saran yang dapat diberikan setelah melakukan penelitian ini yaitu:

1. Untuk perencanaan sistem sirkulasi lumpur pada kegiatan pengeboran selanjutnya pihak perusahaan dapat menggunakan kadar *Ultrahib* 2,58 % untuk mengatasi permasalahan pada Formasi Kintom yang terletak pada wilayah FZH, hal tersebut karena karakteristik *shale* pada wilayah tersebut tidak akan jauh berbeda dengan yang ditemui pada sumur FZH-10.
2. Kadar *shale inhibitor* yang digunakan jangan terlalu tinggi walaupun semakin tinggi kadar yang digunakan tentu akan semakin menghambat pengembangan pada *clay*, tetapi perlu ditentukan kadar yang paling optimal untuk mengatasi permasalahan *swelling clay* tersebut, hal tersebut karena biaya yang diperlukan dalam penambahan *shale inhibitor* tersebut cukup tinggi.

Daftar Pustaka

- Adams, N.J. 1982. Applied Drilling Service User's Guide II. USA.
- Anonimous. 1998. Laboratory Handbook, Chapter Cation Exchange Capacity (MBT). M-I Norge. USA.
- Anonimous. 1998. Laboratory Handbook, Chapter Linear Swell Meter (LSM). M-I Norge. USA.
- Bourgoyne Jr. A.T, et al. 1984. Applied Drilling Engineering. Society Of Petroleum Engineers. Texas.
- Buntoro, Y. 2007. Peralatan Pengeboran. BPS Pertamina. Jakarta.
- Guo, B, et al. 2011. Applied Drilling Circulating System. Gulf Professional Publishing. Texas.
- Hadinata, D. 2016. Circulating System. PT. SFN. Jakarta.
- Lajos, B, et al. 2008. Environmental Management. University of Debrecen. Hongaria.
- Morse, J.T. 1983. Industri Perminyakan, Operasi-operasi dan Perlengkapan Pengeboran. Hufco Indonesia.

- Pettijohn, F. J. 1957. *Sedimentary Rock*. Harper and Brother, Inc. New York.
- PK. Teknik Produksi Migas. 2013. *Dasar - Dasar Teknik Pengeboran*. Direktorat Jenderal Pendidikan Dasar Dan Menengah Departemen Pendidikan Nasional. Jakarta.
- Putra A.K., B. Yusrhan, et al. 2014. *Mud Summary Report, Well: FZH-10*. PT. SFN. Jakarta.
- Siahaan, J.C. 2015. *Introduction of Drilling Fluids*. Halliburton. Jakarta.
- Sofian, J. 2014. *Drilling Fluid Properties and Field Test*. Halliburton. Jakarta.

