

Lumpur Berbasis Air Rendah Padatan dan Tahan Temperatur Tinggi Bagi Pemboran di Formasi Serpilh

High Temperature Water-Base Mud with Low Solid Content for Drilling in Shale Formation

Rachmi Kartini

Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

Jl. Ciledug Raya Kav. 109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan

Telepon: 62-21-7394422, Fax: 62-21-7246150

E-mail: rachmik@lemigas.esdm.go.id

Teregistrasi I tanggal 14 Mei 2014; Diterima setelah perbaikan tanggal 14 Juli 2014

Disetujui terbit tanggal: 29 Agustus 2014

ABSTRAK

Tulisan ini membahas mengenai fluida pemboran untuk formasi serpilh. Selama ini permasalahan dalam pemboran banyak terkait dengan ketidakstabilan lubang sumur di lapisan serpilh. Hal ini menjadi perhatian mengingat meningkatnya usaha eksplorasi serpilh gas yang merupakan upaya dalam mencari sumber *energy alternative*. Tujuan dari penelitian yang sudah dilakukan adalah untuk mencari formulasi fluida pemboran berbasis air yang kompatibel dengan formasi serpilh, dalam arti tidak mengakibatkan ketidakstabilan lubang sumur. Untuk itu dilakukan pengujian terhadap beberapa formulasi lumpur, dalam interaksinya dengan percontonya *shale*, dengan menggunakan *linear swell tester* (LSM). Disamping itu juga dilakukan analisa terhadap *mineralogy* percontonya dengan menggunakan metoda *x-ray diffraction* (XRD), untuk mempelajari sensitivitas masing-masing mineral terhadap berbagai formula fluida pemboran yang dirancang. Hasil dari penelitian ini adalah formulasi fluida pemboran yang diberi nama *Brine Mud*. Dibandingkan dengan lumpur KCl Polimer yang biasa dipakai, *Brine Mud* memberikan hasil LSM yang lebih baik.

Kata Kunci: Lumpur pemboran, lumpur densitas tinggi, *shale gas*

ABSTRACT

This paper discusses the drilling fluid for shale formation. Experiences indicate that there have been a lot of problems in drilling related to wellbore instability in shale layers. This became a mayor concern given the increasing activities of shale gas exploration as an effort in the search for alternative energy sources. The aim of the research that has been done is to find formulations of water-based drilling fluid that are compatible with shale formations, in the sense not causing wellbore instability. Drilling fluid compatibility is measured using LSM linear swell meter (LSM). In order to study the sensitivity of each mineral to several type of drilling fluid that have been formulated, analysis of shale sample mineralogy have also been conducted by using x-ray diffraction (XRD). The results of this study are drilling fluid formulation named " Brine Mud ". Comparison to KCl Polymer, known as the most commonly used drilling fluid for shale formation, Brine Mud gives, to some degree, better performance.

Keywords: Drilling mud, high density mud, shale gas

I. PENDAHULUAN

Menurunnya jumlah cadangan migas dan semakin besarnya konsumsi bahan bakar minyak

di negara kita, telah membuat Indonesia menjadi negara *net importir*. Untuk memenuhi kebutuhan energi nasional berbagai usaha diversifikasi energi

dilakukan. Untuk Indonesia, serpih Gas merupakan salah satu sumber energi alternatif yang layak untuk dieksplorasi. Indonesia memiliki potensi serpih gas yang tersebar hampir di seluruh cekungan tanah air. Gas alam yang berada di formasi batuan sedimen itu belum dimanfaatkan secara maksimal. Berdasarkan data dari Badan Geologi Indonesia cadangan serpih gas Indonesia mencapai 574 TCF (KESDM 2013).

Pengalaman dalam pemboran minyak dan gas bumi selama ini menunjukkan bahwa pemboran pada formasi serpih, seringkali menghadapi masalah yaitu yang berkaitan dengan ketidak stabilan lubang sumur. Pada pemboran konvensional, permasalahan ini relative lebih mudah diatasi, karena bukan merupakan target, akan tetapi sekedar terlewati oleh lintasan pemboran. Persoalan akan menjadi lebih berat manakala lapisan serpih itu sendiri merupakan lapisan target, sehingga adakalanya diperlukan pemboran horizontal pada lapisan tersebut.

Lebih dari 75% formasi yang ditembus oleh sumur minyak dan gas adalah formasi serpih dan lebih dari 90% masalah ketidakstabilan lubang sumur berkaitan dengan formasi serpih. (Lal 1999, Osisanya & Chenevert 1996). Dibandingkan dengan jumlah biaya keseluruhan sebuah sumur, biaya lumpur hanyalah berkisar sekitar 8-10%. Biaya-biaya lain diantaranya: sewa menara bor, pemakaian pahat (*bit cost*), pemakaian pipa serubumbang (*casing and tubing cost*), biaya semen (*cementing cost*), biaya *logging* dsb. Namun demikian lumpur dapat memberikan pengaruh sampai 60%-70% terhadap jumlah biaya tersebut. Formulasi dan penanganan lumpur yang tidak benar dapat mengakibatkan biaya keseluruhan membengkak.

Problema pemboran yang terkait dengan ketidakstabilan serpih ini diantaranya adalah :

- Pembesaran lubang sumur
- Pipa pemboran terjepit
- *Torque* dan *drag* tinggi
- *Bit balling*
- Lubang sumur terbelokan/bergeser (*Side Tracking*)

Penyebab utamanya adalah terjadinya ketidak seimbangan antara stress pada batuan dengan kekuatan dari batuan tersebut. Ini terjadi akibat hilangnya sebagian dari batuan dan digantikan atau diisi oleh fluida pemboran. Ketidakseimbangan ini

juga terjadi akibat adanya interaksi antara batuan dengan fluida pemboran (Ewy & Morton 2009, Lal 2000).

Makalah ini mendiskusikan formulasi lumpur pemboran berbasis air, yang kompatibel atau sesuai untuk pemboran pada formasi serpih sehingga tidak mengakibatkan lubang bor menjadi tidak stabil yang dapat mengganggu proses pemboran. Lumpur pemboran berbasis air dipandang lebih ramah lingkungan bila dibandingkan dengan lumpur berbasis minyak, dimana selama ini lumpur berbasis minyak dinilai paling sesuai untuk mengatasi masalah pemboran yang berkaitan dengan serpih. Perkembangan teknologi menunjukkan bahwa lumpur berbasis air dapat digunakan untuk menembus formasi serpih. Berbagai penelitian sebelumnya telah banyak dilakukan untuk meneliti penggunaan lumpur berbasis air pada pemboran di formasi serpih (Brady dkk. 1998; Breden dkk. 2011; Khodja dkk. 2010; Meng dkk. 1996; Mody & Hale 1993; Tare & Mody 2000; Rojas dkk. 2006).

A. Mineralogi serpih

Faktor yang membedakan serpih dengan batuan lain adalah sensitivitas dan reaktivitas dari serpih terhadap komponen fluida pemboran khususnya air. Sifat fisik serpih ini berkaitan erat dengan mineraloginya, dimana sangat didominasi oleh mineral lempung serta sedikit mineral non lempung seperti *quartz*, *feldspar* and *calcite*. Lempung terdiri dari lapisan kristal kecil yang disebut *platelet*. *Platelet* mempunyai dua struktur dasar yaitu tetrahedral dan oktahedral. Struktur tetrahedral terdiri dari atom silikon yang dikelilingi oleh atom-atom oksigen atau gugus hidroksil. Di sisi lain, struktur oktahedral terdiri dari atom-atom aluminium atau magnesium yang berikatan dengan atom-atom oksigen atau gugus hidroksil.

Struktur mineral lempung yang paling sederhana adalah unit-unit 2 lapis terbentuk dari lapisan-lapisan tetrahedral dan oktahedral. Struktur 3 lapisan memiliki dua lapisan tetrahedral dan oktahedral dengan sebuah oktahedral tersusun di antaranya. Susunan struktural dari ion-ion oksigen adalah sifat utama di dalam mana netralisasi elektrik oleh kation-kation yang tersedia harus menyesuaikan diri sedapat mungkin. Jika 'lem kationik' tersebut tidak memberikan cukup muatan positif untuk netralisasi dengan struktur mineral, sebagaimana pada Si^{4+}

oleh Al^{3+} atau pada Al^{3+} oleh Mg^{2+} , maka muatan-muatan negatif berlebih dari struktur oksigen harus dinetralkan pada permukaan mineral oleh adsorpsi ion-ion positif termasuk H^+ dari lingkungan. Adapun jenis mineral lempung yang utama ialah :

- Kaolinit $Al_2(Si_2O_5(H_2O))$
- Illit $KAl_2(AlSi_3O_{10}(OH)_2)$
- Smektit $(AlMg)_4Si_8O_{20}(OH)_{10}$
- Klorit $(MgFe)_{6-x}(AlFe)_xSi_{4-x}Al_x(OH)_{10}$
(Blatt dkk. 1972)

II. METODOLOGI

Kandungan mineralogy batuan percontonya diuji dan dipelajari dengan metoda *cation exchange capacity* (CEC), *x-ray diffraction* (XRD) dan *scanning electron microscope* (SEM). Sedangkan sifat fisika batuan yang berkaitan dengan interaksinya dengan fluida pemboran, diuji dengan *capillary suction time* (CST) dan *linear swell meter* (LSM). Untuk memperoleh gambaran kasar mengenai *mineralogy shale*, digunakan metoda CEC.

Untuk mendapatkan lumpur yang cocok pada formasi *shale*, dibuat dua formulasi lumpur berbasis air yaitu lumpur KCl polimer dan *brine mud*. Pada keduanya dilakukan pengujian spesifikasi lumpur pada temperatur 325°F dan 350°F. Selanjutnya pada lumpur yang dapat memenuhi spesifikasi dilakukan uji kompatibilitas dengan mengkontakkan dengan percontonya serpih formasi Baong dan formasi Bampo yang diperoleh dari singkapan.

A. Pengujian dan Hasil

Langkah awal untuk mendapatkan informasi mengenai kandungan *mineralogy* secara detail, dilakukan pengukuran dengan metoda XRD. Hasil pengujian dengan menggunakan XRD menunjukkan bahwa serpih dari percontonya formasi Baong dan formasi Bampo memiliki kandungan mineralogy yang sangat berbeda. Kandungan lempung pada formasi Baong berkisar antara 33%-37% sedangkan kandungan lempung dari percontonya formasi Bampo berkisar antara 46%-60%. meskipun demikian kandungan *smectite* dari percontonya dari formasi Baong lebih besar yaitu sebesar 10% sementara pada percontonya dari formasi Bampo tidak mengandung *smektite*. Kandungan *smektit* mempunyai peranan yang sangat penting dalam kaitannya dengan sensitivitas terhadap air, yang akan diperlihatkan

pada pembahasan selanjutnya. Hasil Pengujian diperlihatkan pada Tabel 2 dan Tabel 3.

1. Formulasi Lumpur

Lumpur pemboran merupakan unsur yang vital dalam suatu operasi pemboran. Lumpur yang tidak sesuai dapat mengakibatkan biaya pemboran menjadi mahal, dan secara tidak langsung dapat menghambat pemboran misalnya manakala pipa pemboran terjepit dan tidak dapat diangkat lagi. Kesesuaian lumpur berbasis air diukur mengacu pada metode standard API 13B1. Jadi selain memperhatikan interaksi sumur dengan percontonya, sifat fisika dan kimia lumpur juga haruslah memenuhi spesifikasi dari API 13B-1. (American Petroleum Institute 2010).

Lumpur pemboran yang biasa dipakai saat ini untuk menembus formasi serpih adalah type lumpur

Tabel 1
Hasil pengukuran CEC percontonya formasi Baong dan Bampo

Sample	Jumlah Titrasi (cc)	CEC (me/100gr)	Jenis mineral Clay
WP 4#1	25	5	Kaolinite
WP 4#4	15	3	Kaolinite
WP 4#7	30	6	Kaolinite
WP 4#9	8	1,6	Kaolinite
WP 4#11	5	1	Kaolinite
K6- 1A	70	14	Illite/Kaolinite/Chlorite
K6 - 1B	85	17	Illite/Chlorite
K6- 1C	50	10	Illite/Kaolinite/Chlorite

Tabel 2
Hasil pengujian XRD percontonya formasi Bampo

Table of X-Ray Diffraction Analysis Results for WP-4 (OC Samples)

No	Percontonya	Clay Minerals (%)			Carbonate Minerals (%)			Other Minerals (%)			Total (%)					
		Smectite	illite	Kaolinite	Chlorite	Calcite	Dolomite	Siderite	Quartz	K-Feldspar	Plagioclase	Pyrite	Gypsum	Clay	Carbonate	Other
1	WP #4-1	-	20	-	26	-	-	-	48	3	3	-	-	46	-	54
2	WP #4-4	-	30	-	30	-	-	-	36	2	2	-	-	60	-	40
3	WP #4-7	-	24	-	22	-	-	-	46	2	6	-	-	46	-	54
4	WP #4-9	-	30	-	28	-	-	-	33	3	6	-	-	58	-	42
5	WP #4-11	-	20	-	26	-	-	-	44	3	7	-	-	46	-	54

Tabel 3
Hasil pengujian XRD percontonya formasi Baong

Table of X-Ray Diffraction Analysis Results for Medan-Bahorok (OC Samples)

No	Percontonya	Clay Minerals (%)			Carbonate Minerals (%)			Other Minerals (%)			Total (%)				
		Smectite	illite	Kaolinite	Chlorite	Calcite	Dolomite	Siderite	Quartz	K-Feldspar	Plagioclase	Pyrite	Clay	Carbonate	Other
1	KG-1A	10	10	12	5	20	-	-	38	-	-	5	37	20	43
2	KG-1B	13	6	8	65	22	-	-	40	-	1	4	33	22	45
3	KG-1C	15	6	10	22	30	-	-	30	-	2	2	36	30	34

KCl Polimer. lumpur KCl Polimer pada penelitian ini di rancang untuk Sg 1,5 dan tahan pada temperatur 325°F. Pada penelitian melakukan 10 formulasi lumpur KCl Polimer, lihat tabel L-1, akan tetapi hanya ada 1 formulasi yang bisa memenuhi spesifikasi yang ditetapkan, sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 4. Beberapa formulasi lumpur KCl Polimer yang digunakan dalam penelitian ini diperlihatkan pada Tabel L-2.

Pada system KCl Polimer tidak dilakukan formulasi pada suhu 350°F, Dikarenakan material yang digunakan tidak tahan sampai suhu 350°F.

2. Formulasi 'Brine Mud'

Formula 'Brine Mud' dirancang untuk mampu bekerja hingga suhu 350°F. Proses formulasi dilakukan berulang-ulang secara 'trial and error' hingga diperoleh lumpur yang memenuhi spesifikasi. Dari beberapa percobaan formulasi yang dilakukan akhirnya diperoleh 11 formulasi untuk suhu 325°F, lihat tabel L-2 dan 5 formula untuk suhu 350°F, yang dapat memenuhi sebagian dari persyaratan lihat tabel L-3 dan 1 formulasi dapat memenuhi seluruh persyaratan sesuai dengan spesifikasi yang diinginkan, lihat tabel 4.

B. Interaksi Serpih dengan Fluida Pemboran

Reaksi antara batuan serpih dengan air dari fluida pemboran dapat menimbulkan ketidakstabilan lubang sumur. O'Brien dan Chenevert mengklasifikasikan permasalahan serpih berdasarkan kandungan lempungnya serta karakteristik pemborannya, diperlihatkan pada Tabel 5. Pengelompokan ini membantu dalam memprediksi ketidak stabilan lubang sumur serta pemilihan fluida pemboran yang sesuai. Akan tetapi interaksi antara serpih dengan fluida pemboran dipengaruhi oleh banyak faktor sehingga sulit untuk dikelompokkan secara sederhana.

Gambaran lebih rinci mengenai interaksi serpih dengan air diperoleh dengan menggunakan metoda CST, yang dapat memberikan informasi yang lebih bersifat kuantitatif.

CST adalah waktu yang dibutuhkan air bebas diantara dua *electrode* melalui kertas saring yang mengindikasikan permeabilitas *filter-cake* dan untuk mengetahui seberapa jauh serpih dan *clay* bereaksi atau bisa diartikan kemampuan batuan untuk menyerap dan melepaskan kembali air

disekitarnya. Secara umum CST mencerminkan kecenderungan terjadinya *swelling*. Semakin besar nilai CST kecenderungan untuk terjadinya *swelling* akan semakin besar. Metoda CST, dapat digunakan untuk memperkirakan zona pemboran yang akan menimbulkan persoalan ketidakstabilan lubang sumur. Berdasarkan hasil pengukuran CST terhadap percontonya, kemungkinan untuk terjadi *swelling* terbesar adalah pada percontonya KG-1C dan WP4#7, akan tetapi secara umum, kecenderungan untuk terjadi *swelling* pada formasi Baong lebih besar bila dibandingkan dengan formasi Bampo Lihat Table 6.

Tabel 4
Sifat fisik Brine Mud dan KCl Polimer

Mud	Brine Mud@325°F	KCl Polimer@325°F	Brine Mud @350°F
Mud Weight	1.53	1.51	1.51
Ø 600	161	94	128
Ø 300	108	61	80
Ø 200	95	49	61
Ø 100	87	33	38
Ø 6	8	7	8
Ø 3	6	5	6
PV	53	33	48
Yp	55	27	32
Gel Strength 10 detik	4	6	7
Gel Strength 10 menit	6	11	16
API Filter Press	2,8	3	6.6
HTHP Filtrate Loss	16	11	14.4
PH	10,8	9	11.5

Tabel 5
Karakteristik pemboran berdasarkan kandungan Lempung (O'Brien and Chenevert, 1973)

Kandungan Lempung	Karakteristik Pemboran
Montmorillonite tinggi, dengan sedikit illite	Lunak, dispersi tinggi
Montmorillonite agak tinggi, dan illite tinggi	Lunak, dispersi agak tinggi
Lempung berlapis-lapis, illite dan chlorite tinggi	Agak keras, dispersi sedang, cenderung pecah (sloughing)
Illite dan Chlorite sedang	Keras, sedikit terdispersi, cenderung pecah
Illite tinggi dan chlorite sedang	Sangat keras, getas, dispersi sangat kecil, cenderung caving

Tabel 6
Hasil Pengukuran CST Terhadap Percontonya

SAMPEL	CST
WP 4 #1	39,55
WP 4 #4	38,2
WP 4#7	56
WP 4#9	29,5
WP 4#11	34,3
KG - 1A	50,6
KG - 1B	39,45
KG - 1C	61,55

Tingginya kecenderungan *swelling* pada formasi Baong berkaitan erat kaitannya dengan kandungan lempung pada formasi tersebut, sebagaimana diperlihatkan pada hasil XRD (Tabel 2 dan Tabel 3). Lempung pada perconto dari Formasi Baong mengandung lempung type *Smectite*. Ikatan antar lapisan pada struktur molekul *smectite* merupakan gaya van der Waals yang lemah, dan mudah diisi oleh molekul air. Hal yang menyebabkan terjadinya *swelling* pada perconto.

III. PEMBAHASAN

A. Uji Kompatibilitas

Untuk mengetahui secara pasti akan kecenderungan terjadinya *swelling*, digunakan alat LSM. Dengan alat ini dapat diukur pertambahan *volume shale* manakala dikontakkan dengan fluida pemboran. Keluaran dari alat ini adalah persentase penambahan volume sebagai fungsi dari waktu. Fluida pemboran dikatakan kompatibel bila persentase pengembangan atau penambahan volume tidaklah terlalu besar. Semakin kecil penambahan *volume shale*, maka fluida pemboran semakin kompatibel dengan formasi serpih yang ditembus.

Data menunjukkan pengembangan dari 8 perconto *shale* yang dikontakkan dengan distilat *water*, lumpur KCl Polimer dan *Brine Mud*. dapat dilihat bahwa pengembangan yang terbesar terjadi pada shale KG-1C dengan kandungan *smectite* 15%, sedangkan terkecil pengembangan terjadi pada sample serpih WP# 4-11 dengan tidak ada *smectite* didalamnya. Ketika sample serpih WP#4-11 dikontakkan dengan lumpur KCl Polimer dapat dilihat bahwa lumpur KCl Polimer dapat menekan pengembangan sampai 0.1%. Sedangkan dengan *Brine Mud* dapat mengurangi pengembangan *clay* sampai 0.2%.

Pada perconto serpih WP#4-11 dan WP#4-1 dengan kandungan *illite* 20% dan *quartz* 44% dan 48% terlihat ada pengembangan serpih sebesar 3.3 % dan 6%, Pada perconto serpih WP 4-4 dan WP 4-9 dengan kandungan *illite* 30% dan *Chloride* 28% dan 30% persentase pengembangan *clay* sekitar 7.4% dan 5.1%

Tabel 7
Hasil pengujian kompatibilitas dengan menggunakan LSM

SAMPLE	PERBANDINGAN LSM		
	DISTILATE%	BRINE%	KCL POLIMER%
WP 4-1	6	0.2	0.3
WP 4-4	7.4	0.2	3.3
WP 4-7	7.4	5.2	0.1
WP 4-9	5.1	0.2	1.2
WP 4-11	3.3	6.9	0.1
KG-1A	7.5	6.6	5.2
KG-1B	8.2	5.8	1.7
KG-1C	10.6	3.2	6.2

Tabel 8
Data XRD sample Shale KG dan WP setelah dikontakkan dengan fluida pemboran

Table of X-Ray Diffraction Analysis Results for Medan-Bahorok (After Test) (OC Samples)															
No	Perconto	Clay Minerals (%)					Carbonate Minerals (%)		Other Minerals (%)			Total (%)			
		Smectite	Illite	Kaolinite	Chlorite	Calcite	Dolomite	Siderite	Quartz	K-Feldspar	Plagioclase		Pyrite	Clay	Carbonate
1	KG-1A Brine	-	8	10	5	20	-	-	50	-	1	6	23	20	57
2	KG-1A KCl-Pol	-	18	14	20	4	-	-	40	-	4	-	52	4	44
3	KG-1B KCl-Pol	-	20	6	12	-	-	-	57	3	2	-	38	-	62
4	KG-1B Brine Mud	-	6	8	6	22	-	-	53	-	1	4	20	22	58
5	KG-1C Brine Mud	-	12	6	8	22	-	-	45	1	4	2	26	22	52
6	WP 4#1 Brine	-	16	-	14	-	-	-	65	3	2	-	30	-	70
7	WP 4#4 Brine	-	30	-	16	-	-	-	50	2	2	-	46	-	54
8	WP 4#4 KCl Pol	-	22	-	16	-	-	-	58	2	2	-	38	-	62
9	WP 4#7 KCl Pol	-	20	-	3	-	-	-	70	2	5	-	23	-	77
10	WP 4#9 Brine Mud	-	26	-	20	-	-	-	46	2	6	-	46	-	54
11	WP 4#11 KCl Pol	-	20	-	25	-	-	-	44	4	7	-	45	-	55

Tabel L-1
Formula lumpur KCl Polimer pada suhu 325°F

Material	SG	Konsentrasi (lbs/bbl)										
		272.54	268.52	268.33	268.41	268.41	268.48	268.44	268.47	268.60	268.47	
Aqua	1,00	272,54	268,52	268,33	268,41	268,41	268,48	268,44	268,47	268,60	268,47	
Bentonite	2,50	7	6	5	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	
KOH	2,13	2	2,5	3	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	
Xanthan Gum	1,50	4	4,5	4,3	2,60	2,60	2,50	2,55	2,60	2,60	2,60	
PAC-R	1,55	1,5	1	1	0,40	0,40	0,40	0,40	0,30	0,30	0,30	
PAC-L	1,55	3,5	6,5	6,5	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,80	1,00	
KCL	1,98	20	20	20	23,50	23,50	23,50	23,50	23,50	23,50	23,50	
Shale Slab	1,20	4	4	6	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	
Polyrex	1,20	7	8	8	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	
Barite	4,25	180	180	180	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	
Wellstab	1,15	7	32	32	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	
Wellcore	1,15	0,5	0,5	0,5	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	
Wellside	1,15	0,5	0,5	0,5	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	
HASIL PENGUKURAN												
Mud Properties	Unit	Requirement										
Mud Weight	SG	≤ 1.5	1.52	1.5	1.51	1.5	1.53	1.5	1.52	1.53	1.5	1.51
Reading @ 120°F: 600 rpm	-	-	205	145	104	96	91	92	93	92	87	94
300 rpm	-	-	130	99	60	61	61	62	63	64	59	61
200 rpm	-	-	102	79	42	49	47	48	49	51	44	49
100 rpm	-	-	64	54	32	35	31	32	33	35	29	33
6 rpm	-	7 - 12	7	8	2	11	8	7	8	9	6	7
3 rpm	-	-	4	5	1	10	4	4	6	7	5	5
Plastic viscosity, PV	cps	25 - 30	75	46	52	35	30	30	30	28	28	33
Yield Point, YP	lbs/100ft ²	22 - 30	55	53	8	25	30	31	32	35	30	27
Gel strength, 10'	-	6 - 12	5	4	2	10	5	5	5	7	5	6
Gel strength, 10'	lbs/100ft ⁴	8 - 15	6	4	5	33	12	10	13	17	12	11
pH	-	9 - 10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
API Filtrate	cc/30min	≤ 5	3	5	4	4	3	3	3	3	3	3
HTHP Filtrate @ 325°F, 500psi	cc/30min	≤ 18	27	25	20	12	6	11	10	10	11	11

. Sedangkan pada perconto KG 1B dan KG 1C terlihat pengembangan *clay* 8.2% dan 10.6%.

Terlihat bahwa dengan kandungan *clay smectite* diatas 10%, *ilite* dan *quartz* yang cukup tinggi mengakibatkan besarnya persentase pengembangan *clay* ketika dikontakkan dengan air, hal ini dikarenakan *smectite* yang punya sifat mengembang. Dari data diatas dapat kita lihat bahwa *shale* dengan kandungan *smectite* dapat diturunkan pengembangannya oleh kedua jenis lumpur tersebut. Akan tetapi padatan dari *mud brine* lebih sedikit dibanding padatan lumpur KCl polimer. Dengan sedikitnya jumlah padatan penurunan permeabilitas dapat dikurangi Jika KCl Polimer Padatan banyak didapat dari barat, sementara *Brine Mud* sedikit padatannya karena tidak menggunakan *barite* sebagai pemberat sehingga dapat menghindari kerusakan formasi akibat pemakaian barit pada lumpur densitas tinggi.

B. Perubahan Mineralogi

Selama ini jenis lumpur yang banyak dipakai untuk menembus lapisan *shale* adalah lumpur KCl Polimer. Secara teoritis, lumpur KCl Polimer dapat mengeliminir *clay* yang didominasi *smektite* dengan gugus dioktahedral, yang kandungannya adalah Na dan Ca. Lumpur dengan kandungan Potassium dapat berfungsi mengusir Ca. Tare dan Mody menjelaskan Potasium efektif mengurangi pengembangan *clay* pada tipe *clay monmorilonit*, namun tidak efektif pada tipe *clay ilit*, dan bahkan menaikkan *swelling pressure* pada kaolinit. (Tare dan Mody, 2000)

Perconto yang sudah dikontakkan dengan fluid pemboran selanjutnya diuji kembali mineraloginya dengan menggunakan metoda XRD. Ini dimaksudkan untuk melihat perubahan yang terjadi sebelum dan sesudah penambahan KCl polimer dan *Brine Mud*.

Lumpur KCl polimer yang ditambahkan pada sampel KG-1B, dengan komposisi total kandungan *clay* (33%), terdiri dari *smektite* (10%), *ilite* (6%), *kaolinite* (8%), dan *chlorite* (6%), kalsit (22%), kuarsa (40%) dan sedikit pirit (4%) dan plagioklas (1%), terbukti dapat mengusir kandungan Ca pada

Tabel L-2
Formula Brine Mud pada suhu 325°F

Komposisi	Brine 1	Brine 2	Brine 3	Brine 4	Brine 5	Brine 6	Brine 7	Brine 8	Brine 9	Brine 10	Brine 11	
Brine (cc)	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	
Xcd (gr)	3	3.5	3	3.5	3.25	3.25	3.25	3.25	3		3	
Pac R (cc)	3	3.5	3	3	3	3	3	3	1	1	3	
Pac L (cc)	4	4	4	6.5	4.5	4	4	4	3	3	4	
filtration control (gr)	4	4										
Asam semut (cc)		10										
xcd ht			3	3	3	3	3		4	5		
PH control				10		7			7	7	7	
HASIL PENGUKURAN												
Mud Weight	1.51	1.52	1.50	1.51	1.50	1.52	1.50	1.51	1.50	1.52		
Rheology	Ø 600	63	59	88	280	103	205	123	147	154	70	161
	Ø 300	28	30	52	250	55	155	71	90	110	60	108
	Ø 200	19	20	34	165	40	122	52	67	93	60	95
	Ø 100	10	11	19	125	20	91	30	41	82	40	87
	Ø 6	1	1	2	60	3	40	4	10	33	80	8
	Ø 3	1	1	1	54	2	35	3	8	28	1	6
PV		25	29	36	80	48	50	52	57	44	10	53
Yp		3	1	16	20	7	105	19	33	66	50	55
Gel Strength 10 detik		1	1	2	49	2	46	50	9	23	38	4
Gel Strength 10 menit		1	1	5	64	5	49	60	7	34	210	6
API Filters Press		2.8	3.7	10.8		4.4	0.3	4.6	1.8	2	9	2.8
HTHP Filtrate Loss (cc)		14.8	20	20		26	7.3	12	14	18		16
PH (cc)		12.37	11.94	12.27	9.73	12.12	10.71	12.14	12.25	10.85	10.91	10.8

Tabel L-3
Formula Brine Mud pada suhu 350°F

Komposisi	Brine 1	Brine 2	Brine 3	Brine 4	Brine 5	
Brine	350	350	350	350	350	
Xcd (gr)	6	3,75	5	7	4	
Pac R (gr)		2,5				
Pac L (gr)	6	5	6	6	6	
Xcd HT (gr)				3		
Ph Control (gr)					10	
HASIL PENGUKURAN						
Mud Properties	Brine 1	Brine 2	Brine 3	Brine 4	Brine 5	
Mud Weight	1.52	1.53	1.51	1.50	1.51	
Rheology	Ø 600	123	60	137	185	128
	Ø 300	87	28	81	111	80
	Ø 200	67	18	60	82	61
	Ø 100	44	12	37	50	38
	Ø 6	12	3	9	11	8
	Ø 3	10	3	7	8	6
PV		36	32	56	74	48
Yp		51	-4	25	37	32
Gel Strength 10 detik		11	4	9	9	7
Gel Strength 10 menit		19	5	14	17	16
API Filters Press		2,8	9	2,8	2	6,6
HTHP Filtrate Loss		40	36	24	28	14,4
PH		11,98	12,15	12,15	11,89	10,8

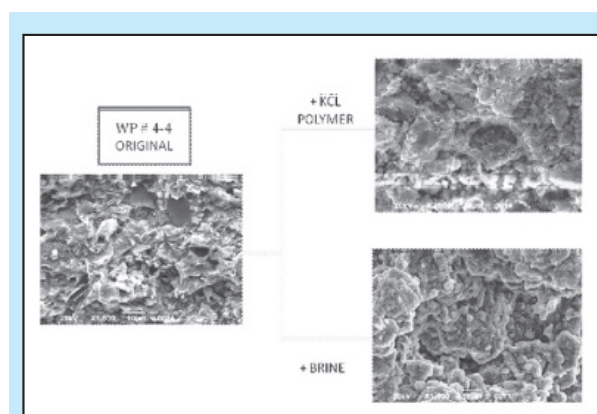
mineral karbonat dan menjadikan nilai *ilite* dan klorit secara signifikan naik. Kandungan karbonat menjadi nil pada sample KG-1B setelah penambahan KCl Polimer (Tabel 8). Total *clay* tipe smektit juga

menjadi nil Kaolinit menunjukkan sedikit penurunan dari 8% menjadi 6%. Demikian pula pada sampel *shale* KG-1C dengan komposisi total kandungan *clay* (36%), terdiri dari smektit (15%), ilit (6%), kaolinit (10%), klorit (5%), kalsit (30%), kuarsa (30%) dan sedikit pirit (2%) dan plagioklas (2%) , menunjukkan bahwa pengembangan *clay* menjadi lebih kecil dengan penambahan lumpur KCl Polimer. (Tabel 8)

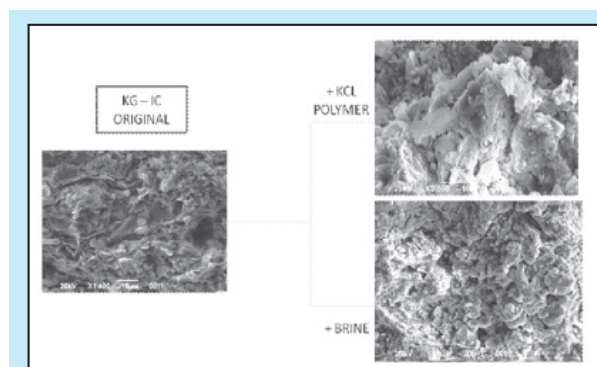
Penambahan *Brine* yang selama ini dipakai sebagai fluida kompleksi kemungkinan dapat berfungsi juga sebagai lumpur yang dapat berfungsi untuk mengatasi *clay swelling* karena menunjukkan hasil yang tidak jauh berbeda dengan penambahan KCl polimer. Terlihat pada sampel KG-1A, KG-1B dan KG-1C penambahan *Brine Mud* dapat menghilangkan *clay type smektit* atau *monmorilonit*. *Brine Mud* tidak mempengaruhi atau mengurangi kehadiran type *clay* lainnya seperti *illite*, kaolinite dan *chlorite*, juga mineral karbonat tipe kalsit (Tabel 8).

Sampel serpih WP4#1, WP4#4, WP4#7, WP#9 dan WP4#11 sebelum penambahan lumpur memiliki total kandungan *clay* bervariasi 46%, 60%, 46%, 58% dan 46% secara berurutan terdiri dari *illite* (20%, 30%, 24%, 30% dan 20%) dan *klorite* (26%, 30%, 22%, 28% dan 26%), kuarsa (48%, 36%, 46%, 33% dan 44%), dan sedikit *Potassium feldspar* (3%, 2%, 2%, 3% dan 3%) dan plagioklas (3%, 2%, 6%, 6% dan 7%). *Clay tipe smektite* atau *monmorilonit* absen pada semua sampel tersebut, seperti terlihat pada Tabel 2 dan Tabel 3. Kemudian pada masing-masing sampel tersebut ditambahkan lumpur KCl Polimer dan *Brine Mud* secara bergantian untuk melihat perubahan yang terjadi. Terlihat penambahan lumpur KCl Polimer dan *Brine Mud* dapat mengurangi pengembangan *clay* baik tipe *illite* maupun *chlorite* dengan jumlah bervariasi dari kecil hingga signifikan, yaitu pengurangan berkisar antara kurang dari 1% hingga 85% (Tabel 8).

Dari hasil analisis XRD dapat disimpulkan *Brine Mud* dapat mengurangi *swelling clay problem* pada *shale*. Untuk *shale* dengan kandungan mineral *clay* tipe smektit dan tipe *clay* lainnya seperti *illite*, kaolinit dan klorit, baik KCl polimer maupun *brine mud* dapat menghilangkan kehadiran *clay* tipe smektit hingga nil. KCl Polimer unggul dari *Brine Mud* dalam hal menghilangkan mineral karbonat khususnya tipe kalsit, sesuai dengan teori pemboran konvensional selama ini.



Gambar L-1
SEM Sampel WP #4-4 sebelum dan sesudah
dikontakkan dengan fluida pemboran



Gambar L-2
SEM Sampel KG-1C sebelum dan sesudah
dikontakkan dengan fluida pemboran

Dari analisis SEM terlihat penambahan *Brine Mud* pada sampel *shale* memperlihatkan sifat fisik berubah lebih signifikan dibandingkan dengan penambahan KCl polimer. Secara visual di bawah pengamatan SEM gambar sample serpih sebelum dan sesudah dikontakkan dengan kedua type lumpur tersebut menunjukkan bahwa setelah penambahan *Brine Mud* terlihat ada pembesaran pori-pori. Lihat gambar L-1 Dan L-2.

Hasil studi ini sedikit mengungkap kemampuan *Brine Mud* untuk mengatasi masalah serpih. Kesimpulan ini terbatas oleh minimnya jumlah sampel dan kurangnya pengamatan untuk masing-masing sampel. Komposisi serpih yang heterogen memerlukan pengamatan yang lebih rinci. Dari hasil studi awal ini dapat disimpulkan untuk dilakukan studi lebih lanjut dengan jumlah sampel yang lebih banyak dan dengan pengelompokkan jenis serpih.

IV. KESIMPULAN DAN SARAN

Dengan metoda XRD diketahui kandungan lempung dari sampel formasi Bampo relatif lebih besar dari kandungan lempung formasi Baong yaitu sebesar 45-60% untuk formasi Bampo dan 33-37% pada formasi Baong.

Pengujian dengan LSM memperlihatkan bahwa pengembangan (*swelling*) sampel dari Baong lebih besar dibandingkan dengan sampel dari formasi Bampo.

Terjadi anomali pada sampel KG1A dari formasi Baong, dimana lempung lebih mengembang manakala dikontakkan dengan brine dibandingkan dengan bila dikontakkan dengan air. Selama ini diketahui bahwa *Brine* dapat mengurangi pengembangan lempung bila dibandingkan dengan air, hal ini perlu dilakukan penelitian lebih lanjut.

Mud Brine dapat digunakan sampai temperature 350°F. Lumpur KCl Polimer hanya mampu sampai suhu 325°F.

Dari data LSM dan XRD terlihat bahwa Kedua type lumpur dapat mengurangi pengembangan *clay* terutama *clay* yang mengandung *smectite*.

Brine Mud memberikan kandungan solid yang lebih rendah dibanding lumpur KCl Polimer pada densitas yang sama karena tidak menggunakan pemberat berat.

Dari data SEM secara visual dapat dilihat bahwa *Brine Mud* dapat memperlebar pori menjadi lebih besar dibanding lumpur KCl Polimer.

Telah diketahui pemberat yang berupa padatan tak terlarut, bisa mengalami *settling* dan terjadi *sagging*. Hal ini dapat berdampak negatif pada permeabilitas batuan. *Brine Mud* yang mampu pada berdensitas tinggi tanpa tambahan pemberat berat menjadikannya layak untuk dijadikan salah satu pilihan sebagai lumpur pada formasi *shale*.

Perlu dilakukan penelitian lebih lanjut untuk mengetahui korosifitas dan toksisitas *Brine Mud*.

KEPUSTAKAAN

American Petroleum Institute (2010) "API Petroleum And Natural gas Industries Field Testing Of Drilling Fluids", Specification 13-B1.

Brady, M.E. & Craster, B. J. (1988) "Highly Inhibitive, Low-Salinity Glycol Water-Base Drilling Fluid for Shale Drilling", SPE Paper #46618.

Breden, D., Dougan, C., Shank, D., & Summers, S., (2011) "Newpark Drilling Fluid", LLC, AADE-11-NTCE-39, Haynesville Performance Review: Unique Clay Free Water Base Mud Polymer Drilling.

Blatt, H, Middleton, H & Murray, R.C (1972). Origin of sedimentary rocks. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N.J

Chenevert, M.E. (1970) "Shale Control with Balanced Activity Oil Muds", JPT Trans AIME, Vol. 249, pp 1309-1316, October.

Ewy, R.T. & Morton, E.K. (2009) "Wellbore Stability Performance of Water Based Mud Additives", SPE 116139 was prepared for presentation at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, September 21-24.

KESDM (2013) "Unconventional oil and gas potential in Indonesia with special attention to shale gas and coal bed methane", Badan Geologi.

Khodja, M., Canselier, J.P., Bergaya, F., Fourar, K. dan Khodja, M.Colaut N, & Benmounah A. (2010) " Shale Problems And Water-Based Drilling Fluid Optimisation in The Hassi Messaoud".

Lal, M.,(1999) "Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength", SPE54356 paper presented at SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, 21-23 April 1999.

Meng, Y.F., Jiao, D. & Wu, SR. (1996) "Affection of Shale Hydration for Stress Sensitive Gas Reservoir Production", SPE Paper #35602.

Mody, F.K. & Hale, A.H. (1993) "Borehole-Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling-Fluid/Shale Interactions", J. Pet. Tech., Vol. 45, pp 1093-1101.

O'Brien, D.E. & Chenevert, M.E. (1973), "Stabilizing Sensitive Shales with Inhibited, Potassium-Based Drilling Fluids", J. Pet. Tech. Vol. 25, pp: 1089-1100.

Osisanya, S.O. & Chenevert M.E. (1996) "Physico-Chemical Modelling of Wellbore Stability in Shale Formations", The Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol.35(2), pp 53-63, February.

Rojas, J.C., Clark, D.E.,; Greene B, & Zhang J.,(2006); AADE-06-DF-HO-11, Optimized Salinity Delivers Improved Drilling Performance,

Tare, U. & Mody, F. (2000) "Stabilizing boreholes while drilling reactive shale formations with silicate base drilling fluid". Journal of Drilling Contractor, May/ June 2000