

EVALUASI FLUIDA PEMBORAN UNTUK MENGANTISIPASI BAHAYA POTENSIAL DALAM PENGEBORAN SUMUR VF LAPANGAN MIGAS MRK

Muhammad Rahul Khan¹, Arya Dwi Candra^{1*}

¹Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu, Blora, 58315

*E-mail: arya.candra@esdm.go.id

ABSTRAK

Operasi pemboran migas memerlukan perancangan fluida pemboran yang tepat untuk menjaga kestabilan lubang bor dan mencegah potensi bahaya selama proses pengeboran. Penelitian ini bertujuan merancang fluida pemboran yang efektif dan efisien berdasarkan potensi masalah pada setiap *section* sumur VF di Lapangan MRK. Sumur VF memiliki lintasan *J-shape* dengan kedalaman total 11.000 ft dan tergolong *High Pressure High Temperature (HPHT) well*. Secara litologi, formasi terdiri dari lapisan pasir, serpih reaktif (*reactive shale*), batubara, dan karbonat yang berpotensi menimbulkan masalah seperti *stuck pipe*, *lost circulation*, dan gas H₂S, serta tantangan *hole cleaning* yang dapat memengaruhi efisiensi operasi pemboran. Seluruh *section* (20", 13 3/8", 9 5/8", dan 7") dianalisis karena masing-masing memiliki karakteristik formasi dan risiko pemboran yang berbeda. Hasil penelitian menunjukkan bahwa lumpur kalium (*KCl mud*) dengan konsentrasi 3% berat KCl pada *section* 20" efektif mengatasi *reactive shale*, *High Performance Water Based Mud* (HPWBM) pada *section* 13 3/8" dan 9 5/8" mampu mencegah pengembangan lempung dan *stuck pipe*, sedangkan *Reservoir Drill-In Fluid* (RDF) pada *section* 7" dapat meminimalkan kerusakan formasi serta menjaga kebersihan lubang bor.

Kata kunci: Fluida Pemboran, Kestabilan Lubang Bor, Lumpur Kalium, HPWBM, *Reservoir Drill-In Fluid*

1. PENDAHULUAN

Operasi pemboran migas bertujuan untuk membuat, mengevaluasi, dan menyelesaikan sumur yang mampu memproduksi minyak maupun gas secara efektif, efisien, dan aman. Salah satu komponen terpenting dalam kegiatan ini adalah lumpur pemboran, yaitu fluida yang berfungsi membantu proses pengeboran dengan cara mengangkat serbuk bor (*cutting*) dari dasar sumur ke permukaan sehingga proses pemboran dapat berjalan dengan lancar [1]. Awalnya, fluida pemboran yang digunakan berupa air biasa untuk mengangkat *cutting*, namun seiring perkembangan teknologi, komposisinya berkembang menjadi lumpur pemboran dengan formulasi yang lebih kompleks [2].

Lumpur pemboran memiliki peran *vital* dalam menunjang kelancaran operasi pengeboran. Fungsinya meliputi pengangkatan *cutting* ke permukaan, pendinginan dan pelumasan *bit* serta *drill string*, pembentukan lapisan *mud cake* pada dinding lubang bor, pengendalian tekanan formasi, serta menopang sebagian berat *drill pipe* dan *casing* melalui efek apung (*buoyancy effect*). Selain itu, lumpur pemboran juga berfungsi mengurangi dampak negatif terhadap formasi, menyediakan informasi geologis seperti *mud log* dan *sample log*, menjadi media *logging*, menahan *cutting* ketika sirkulasi terhenti sementara, serta mencegah terjadinya korosi pada peralatan pengeboran [3].

Pada umumnya lumpur pemboran dapat dibagi menjadi dua, yaitu lumpur pemboran dengan bahan dasar air (*water base mud*) dan lumpur pemboran dengan bahan dasar minyak

(oil base mud). Tetapi ada juga satu pengklasifikasian lagi, yaitu lumpur pemboran dengan bahan dasar gas (*gaseous mud*) [4].

Secara umum, lumpur pemboran diklasifikasikan berdasarkan bahan dasarnya menjadi tiga jenis, yaitu lumpur berbasis air (*water-based mud*), lumpur berbasis minyak (*oil-based mud*), dan lumpur berbasis gas (*gaseous mud*). Dalam prosesnya, lumpur disirkulasikan secara terus-menerus melalui sistem tertutup, dimulai dari *mud pit* menuju pompa lumpur, *stand pipe*, *swivel head*, *kelly*, *drill pipe*, *bit*, lalu kembali ke permukaan melalui *annulus* menuju *shale shaker* untuk memisahkan *cutting*, sebelum kembali ke *mud pit* untuk digunakan ulang [5].

Selain faktor tekanan dan temperatur, litologi formasi juga berpengaruh besar terhadap perancangan fluida pemboran. Setiap jenis batuan memiliki karakteristik fisik dan kimia yang berbeda, seperti tingkat reaktivitas terhadap air, porositas, dan kekuatan mekanik. Misalnya, formasi shale cenderung reaktif terhadap fluida berbasis air sehingga memerlukan lumpur dengan sifat inhibitif tinggi, sedangkan formasi sandstone memerlukan lumpur dengan kemampuan *hole cleaning* dan kontrol kehilangan sirkulasi yang baik [6], [7]. Oleh karena itu, pemilihan jenis lumpur harus disesuaikan dengan kondisi litologi di setiap section pemboran.

Untuk mempertahankan kestabilan sifat fisik tersebut, lumpur pemboran ditambahkan berbagai bahan aditif sesuai kebutuhan. Aditif ini berfungsi menyesuaikan karakteristik lumpur terhadap kondisi formasi dan lingkungan pemboran. Beberapa jenis aditif yang umum digunakan antara lain *shale inhibitor* untuk menghambat reaksi lempung, *viscosifier* untuk meningkatkan kekentalan, *weighting agent* untuk menambah densitas lumpur, *pH control* untuk menjaga keseimbangan keasaman, *filtration control* untuk menekan kehilangan filtrat ke formasi, *thinner* sebagai pengencer, *defoamer* untuk mengurangi busa, dan *biopolymer* untuk mengatur reologi lumpur pemboran [8].

Berbagai permasalahan selama pemboran umumnya timbul akibat gangguan kestabilan formasi. Lumpur pemboran berperan penting dalam menjaga agar formasi tetap stabil sehingga gangguan seperti *kick*, *gumbo*, *pipe sticking*, dan runtuhnya formasi dapat diminimalkan [9]. Ketidakstabilan formasi ini biasanya disebabkan oleh perubahan tegangan tanah (*earth stress*) di sekitar lubang bor akibat pembuatan lubang itu sendiri. Tegangan tersebut bersama tekanan formasi berusaha mengembalikan kondisi seimbang dengan mendorong lapisan batuan ke arah lubang bor [10]. Oleh karena itu penelitian ini bertujuan untuk mengantisipasi adanya permasalahan dalam pengeboran dengan merancang fluida pengeboran yang efektif dan efisien sesuai dengan permasalahan yang ada pada setiap section-nya.

2. METODE

Metode Penelitian ini mencakup metodologi yang terdiri dimulai dari tinjauan pustaka dan pengumpulan data. Tujuan utamanya adalah menentukan fluida pengeboran yang optimal dalam meningkatkan efektivitas untuk mengantisipasi terjadi permasalahan pada saat pengeboran. Sumur VF merupakan bagian dari rencana strategis untuk mengeksplorasi dan mengembangkan cadangan hidrokarbon dalam kondisi yang menantang, khususnya di lingkungan Tekanan Tinggi Suhu Tinggi (HPHT). Sumur VF direncanakan untuk mencapai Kedalaman Vertikal Total (TVD) 11.000 kaki. Untuk mengelola risiko pengeboran secara efektif dan mencapai tujuan operasional, lubang bor dibagi menjadi empat bagian dengan ukuran casing 20 inci, 13-3/8 inci, 9-5/8 inci, dan 7 inci.

Tujuan utama dari operasi ini adalah untuk menargetkan reservoir minyak dan gas bumi. Desain dan pelaksanaan pengeboran sumur ini mencerminkan perencanaan yang matang untuk mengatasi tantangan unik yang ditimbulkan oleh kondisi Tekanan Tinggi Suhu Tinggi (HPHT).

Tabel 1. Informasi Sumur

<i>Well Name</i>	<i>Well Trajectory</i>	<i>1st Inclination at</i>	<i>2nd Inclination at</i>	<i>3rd Inclination at</i>	<i>4th Inclination at</i>
VF	3D J-Shape	4° on 0 - 599 TVD	17° on 599 - 1875 TVD	29.45° on 1875 - 8177 TVD	29.45° on 8177 - 11000 TVD

Operasi pengeboran pada lapangan Migas MRK akan dilakukan pada sumur VF. Sumur ini memiliki *J-shape* setelah pemboran hingga *production casing shoe*, pemboran terarah dimulai dengan sudut kemiringan 17° ke arah target *section 17 1/2"*. Dilanjutkan dengan pemboran terarah pada 12 1/4" dengan meningkatkan kemiringan menjadi 29,45° dan kemudian pemboran terarah pada 8 1/2" dengan meningkatkan kemiringan menjadi 102°. *Trajectory* sumur ini memiliki risiko masalah yang tinggi seperti stabilitas lubang sumur, hilang sirkulasi, dan pembersihan lubang yang akan menyebabkan kegagalan *casing* dan *wireline logging* [11]. Oleh karena itu, keberhasilan operasi pemboran sangat ditentukan oleh pemilihan fluida pemboran. Diharapkan operasi pemboran dapat dilakukan tanpa menimbulkan masalah lingkungan dan kerusakan formasi.

Selama operasi pemboran pada bagian casing ukuran 20", terdapat permasalahan seperti *Hole Cleaning*. Oleh karena itu, dibutuhkan fluida pemboran yang mampu mengatasi permasalahan tersebut. Kemudian, pemboran dilanjutkan pada bagian 13 3/8" dengan beberapa permasalahan seperti *stuck pipe*, *coal seam*, dan *gumbo clay*. Pada bagian selanjutnya, yaitu casing ukuran 9 5/8", terdapat *reactive shale*, *lost circulation*, dan *stuck pipe*. Pada bagian selanjutnya, yaitu casing ukuran 7", terdapat *lost circulation*, *kick*, H₂S, dan *reactive shale*, sehingga diharapkan penggunaan fluida pemboran yang tepat dapat meminimalisir permasalahan pemboran.

Tabel 2. Kondisi Sumur Per Section

<i>Hole Size / Casing Size</i>	<i>Conductor</i>	<i>Surface</i>	<i>Intermediate</i>	<i>Production</i>
Hazard	<i>Hole Cleaning</i>	<i>Stuck Pipe, Coal Seam, Gumbo Clay</i>	<i>Reactive Shale, Lost Circulation, Stuck Pipe</i>	<i>Lost Circulation, Kick, H₂S, Reactive Shale</i>
BHT (°F)	105	150	225	310
Lithology	<i>Sandstone, Claystone</i>	<i>Coal, Sandstone, Shale</i>	<i>Shale, Sandstone</i>	<i>Carbonate, Sandstone, Shale</i>
Hole Inc	4°	17°	29.45°	102°

Tabel 2 menjelaskan kondisi geologi, potensi bahaya, dan parameter operasional pada setiap section sumur VF. Pada section conductor, dengan inklinasi sebesar 4°, formasi didominasi oleh sandstone dan claystone dengan temperatur dasar sumur (BHT) sekitar 105°F, di mana permasalahan utama yang dihadapi adalah hole cleaning akibat sifat formasi yang tidak terkonsolidasi dengan baik. Pada section surface, dengan kemiringan 17° dan BHT 150°F, dijumpai litologi berupa coal, sandstone, dan shale, serta bahaya potensial seperti stuck pipe, coal seam, dan gumbo clay yang dapat mengganggu kelancaran sirkulasi fluida pemboran. Selanjutnya, pada section intermediate, dengan sudut inklinasi 29,45° dan BHT 225°F, formasi terdiri dari shale dan sandstone yang memiliki potensi bahaya berupa reactive shale, lost circulation, serta stuck pipe, sehingga memerlukan pengendalian tekanan dan sifat inhibitif lumpur yang baik.

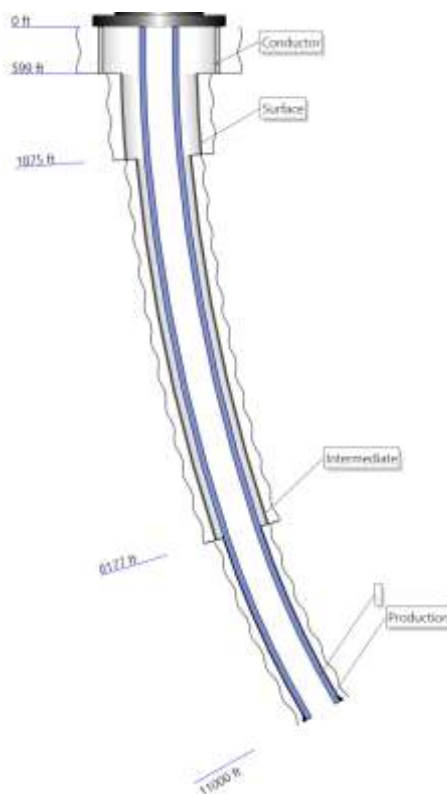
Terakhir, pada section production, dengan kemiringan mencapai 102° dan BHT 310°F, formasi terdiri dari *carbonate*, *sandstone*, dan *shale*, di mana bahaya utama yang berpotensi

terjadi meliputi lost circulation, kick, gas H₂S, serta *reactive shale*, yang menuntut pemilihan fluida pemboran berperforma tinggi untuk menjaga kestabilan lubang dan keselamatan operasi.

Tabel 3. Hole Section & Depth

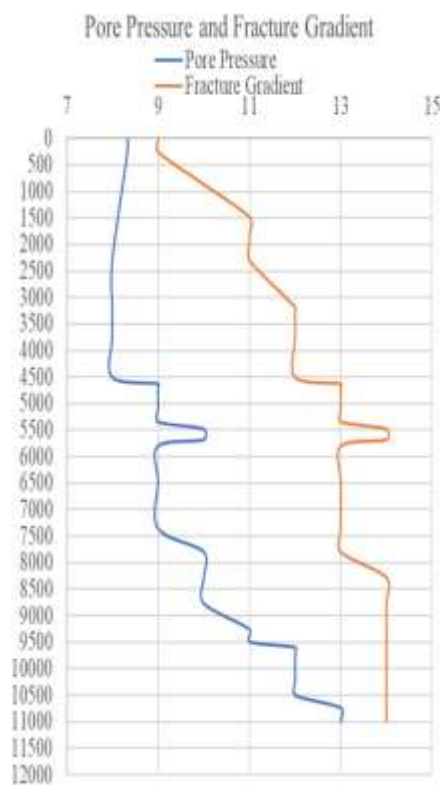
Hole Section	Depth (TVD)	Bit Size (in)	Casing Size (ID)
Conductor	0-599	-	20
Surface	599-1875	17.5	13.375
Intermediate	1875-8177	12.25	9.625
Production	8177-11000	18.5	7

Sumur VF dilengkapi dengan 4 bagian berbeda seperti dipaparkan pada Tabel 3, mulai dari casing berukuran 20" yang dipasang dari kedalaman 0 TVD hingga 599 TVD. Kemudian dilanjutkan dengan pemasangan casing berukuran 13-3/8" pada kedalaman 599 hingga 1875 TVD, dan dilanjutkan dengan casing berukuran 9-5/8" pada kedalaman 1875 TVD hingga 8177 TVD. Proses ini kemudian diakhiri dengan pemasangan casing berukuran 7" pada kedalaman 8177-11000 TVD.



Gambar 1. Well Schematic

Pada Gambar 1 memperlihatkan skematik sumur yang terdiri dari beberapa lapisan casing dengan kedalaman tertentu. Pada kedalaman 599 ft dipasang 20" conductor casing untuk memberikan kestabilan awal pada formasi dangkal. Selanjutnya pada kedalaman 1875 ft dipasang 13 3/8" surface casing yang berfungsi melindungi zona air tawar serta memberikan dukungan struktural tambahan. Pada kedalaman 8177 ft terdapat 9 5/8" intermediate casing yang digunakan untuk mengisolasi zona bertekanan tinggi atau formasi yang tidak stabil. Terakhir, pada kedalaman 11,000 ft dipasang 7" production casing yang berfungsi sebagai jalur utama produksi fluida dari reservoir ke permukaan. Skema ini menggambarkan susunan dan fungsi casing yang penting dalam menjaga integritas sumur serta kelancaran operasi pemboran.



Gambar 2. Mud Window

Gambar 2 menunjukkan *mud window* yang dibatasi oleh kurva tekanan pori (*pore pressure*) dan gradien rekahan (*fracture gradient*). Kurva biru merepresentasikan tekanan pori yang meningkat seiring dengan bertambahnya kedalaman, sedangkan kurva oranye menggambarkan gradien rekahan yang juga meningkat dengan kedalaman. Jarak antara kedua kurva tersebut merupakan rentang operasi densitas lumpur yang aman.

Pada interval ini, densitas lumpur harus dijaga agar lebih tinggi dari tekanan pori untuk mencegah *kick*, namun tetap lebih rendah dari gradien rekahan agar tidak menimbulkan *lost circulation*. Dengan demikian, *mud window* menjadi acuan penting dalam perencanaan program lumpur pengeboran guna menjamin keselamatan dan kelancaran operasi pemboran.

3. PEMBAHASAN

A. Section I

Bagian pertama dari sumur VF adalah bagian lubang konduktor. Berdasarkan data yang diperoleh, pada bagian ini terdapat lapisan batu pasir dan batuan lempung yang akan dibor pada kedalaman 0 hingga 599 TVD. Pada formasi yang didominasi lempung, formasi ini dapat menyerap air dalam fluida pemboran yang akan menyebabkan lempung tersebut mengembang. Ketika air dari fluida pemboran diserap oleh mineral lempung, butiran lempung akan mengalami pembengkakan hingga mencapai batas plastis (*plastic limit*). Di sisi lain, lapisan batu pasir yang berpori dapat memperbesar laju penetrasi filtrat lumpur ke dalam formasi. Keberadaan formasi batuan yang tidak terkonsolidasi dan reaktif terhadap air tersebut dapat

menimbulkan permasalahan terkait *washout* pada dinding lubang bor. Kondisi serupa juga dilaporkan oleh Santos dkk, di mana formasi shale dan sandstone yang bersifat reaktif terhadap air mengalami pelebaran lubang bor (*wellbore enlargement*) akibat interaksi kimia antara lumpur berbasis air dan mineral lempung [12]. Penelitian oleh Momeni dkk juga menunjukkan bahwa sifat reaktivitas lempung terhadap air menjadi salah satu penyebab utama *wellbore instability* dan *washout* selama pemboran pada zona dangkal [13]. Pada tabel 4 didapatkan data estimasi *volume* fluida pengeboran pada section 1 dengan total volume sebesar 2269.226808 bbl yang didapatkan dari hasil penjumlahan *annular volume*, *string capacity* dan *reserve pit* pada section pertama.

Tabel 4. Data Estimasi Volume Fluida Pemboran Section 1

Parameter	Nilai	Satuan
Hole Size	26	Inch
Casing OD	24	Inch
Grade	K-55	
Casing ID	21	Inch
MD	571.5	m
Annular Volume	378.8119293	bbl
String Capacity	1490.414879	bbl
Reserve pit (safety Factor)	400	bbl
Total Volume	2269.226808	bbl
mw	8.33	ppg

Tabel 5. Analisis Risiko Section 1

Bahaya Potensial Pengeboran	Penyebab	Dampak
Sandstone	Retakan alami dan bidang perlapisan	Ketidakstabilan lubang bor
	Variasi kekuatan formasi	Produksi pasir
	Pengaruh tekan pori	Masalah pembersihan lubang dan sirkulasi
	Sensitivitas terhadap fluida	
	Interaksi dengan fluida pengeboran	
Claystone	Hidrasi dan pembengkakan / swelling	Pipa terjepit
	Dispersi	Lubang bor Menyempit
	Erosi	Pelebaran lubang
	Interaksi Kimia	Bit balling
	Efek yang berhubungan dengan tekanan	Ketidakstabilan lubang bor
	Retakan alami dan bidang perlapisan	Runtuhan formasi & masalah pembersihan lubang

Permasalahan *hole cleaning* merupakan salah satu aspek penting dalam operasi pemboran, terutama pada bagian lubang konduktor yang memiliki kecenderungan akumulasi serbuk bor (*cuttings*). Fluida pemboran berperan utama dalam mengangkat serbuk dan serpihan batuan hasil pemboran dari dasar sumur ke permukaan melalui ruang *annulus*. Efektivitas proses ini ditentukan oleh kecepatan aliran fluida di dalam *annulus*, sifat reologi lumpur, sudut lubang bor, serta ukuran partikel *cutting* yang dihasilkan. Jika kapasitas angkut fluida tidak mencukupi,

maka *cutting* dapat terakumulasi di dasar lubang, yang pada akhirnya menimbulkan permasalahan sirkulasi, *pipe sticking*, dan ketidakstabilan lubang bor.

Tabel 6. Formulasi Fluida Pengeboran Untuk Section 1

Additive	SG	Dossage (ml)	Fungsi
Fresh Water	1	350	Base Fluid
KCL	1.98	10.5	Salt

Properties	Value	Unit
Mud Density	8.49	Ppg
K+	15.996	mg/l
Cl-	14.504	mg/l

Pada *section* ini digunakan lumpur kalium (KCl mud) karena formasi didominasi oleh sandstone dan claystone yang bersifat reaktif terhadap air. KCl mud berfungsi untuk menstabilkan dinding lubang bor dengan cara menghambat pembengkakan mineral lempung melalui mekanisme pertukaran ion K^+ yang menurunkan aktivitas air pada sistem lumpur. Hal ini sejalan dengan penelitian [14] yang menyebutkan bahwa lumpur berbasis KCl secara signifikan mampu mengurangi reaktivitas shale dan mempertahankan kestabilan lubang bor. Selain itu, penggunaan KCl mud pada *section* dangkal juga efisien dari segi biaya dan mudah dalam persiapan di lapangan [15].

Namun, lumpur spud yang umum adalah lumpur yang sederhana, berbiaya rendah, dan dapat dicampur dengan mudah. Formulasi lumpur pada bagian ini dibuat sederhana, yaitu dengan mencampurkan air tawar dan kalium klorida (KCl) sebesar 3% berat. Konsentrasi tersebut dipilih karena mampu memberikan efek inhibisi yang cukup terhadap mineral lempung tanpa menyebabkan peningkatan densitas lumpur yang signifikan. Densitas lumpur yang rendah diperlukan untuk mencegah kehilangan sirkulasi (*lost circulation*) serta mengurangi potensi *differential sticking* pada lubang konduktor.

Berdasarkan hasil penelitian [16] dan Al-Bazali [17], konsentrasi KCl yang efektif untuk menekan pembengkakan shale berkisar antara 2–5 % berat, dengan nilai optimum sekitar 3 % wt karena pada rentang tersebut aktivitas air (a_w) lumpur turun secara signifikan tanpa menyebabkan peningkatan densitas atau viskositas yang berlebihan. Oleh karena itu, pada penelitian ini digunakan KCl 3 % sebagai konsentrasi optimum untuk menjaga stabilitas formasi reaktif sekaligus mempertahankan densitas lumpur tetap rendah, sehingga risiko kehilangan sirkulasi dan *differential sticking* dapat diminimalkan.

Lumpur kalium yang digunakan pada *section* ini kemudian dipompa selama proses pemboran berlangsung. Seiring bertambahnya kedalaman dan laju pemotongan formasi, partikel hasil pemboran (*cuttings*) akan terdispersi ke dalam fluida, sehingga menyebabkan peningkatan densitas dan perubahan sifat reologi lumpur. Kandungan ion kalium (K^+) dalam sistem lumpur berperan penting dalam menekan reaksi antara mineral lempung dan air, sehingga mencegah pembengkakan maupun dispersi formasi lempung di sekitar lubang bor.

B. Section II

Bagian lubang permukaan akan dibor hingga kedalaman 1875 TVD. Bagian ini terdiri dari batu bara, serpih, dan pasir. Pada tabel 7 di dapatkan data volume total fluida pemboran *section* 2 yakni sebesar 1186.403652 bbl yang lebih sedikit dibandingkan dengan *section* pertama.

Tabel 7. Data Estimasi Volume Fluida Pemboran Section 2

Parameter	Nilai	Satuan
<i>Hole Size</i>	16	Inch
<i>Casing OD</i>	13 3/8	Inch
<i>Grade</i>	L-80	
<i>Casing ID</i>	12	Inch
<i>MD</i>	16	m
<i>Annular Volume</i>	758.0673119	bbl
<i>String Capacity</i>	28.33634039	bbl
<i>Reserve pit (safety Factor)</i>	400	bbl
<i>Total Volume</i>	1186.403652	bbl

Tabel 8. Analisis Risiko Section 2

Bahaya Potensial Pengeboran	Penyebab	Dampak
<i>Coal</i>	Endapan Cutting	Pipa terjepit & Gas Metana
	<i>Key Seating</i>	
	Zona Bergerak	
	Gaya Diferensial	
<i>Shale</i>	Erosi	Pipa terjepit & Gas Metana
	Gesekan pipa terhadap dinding lubang bor	Lubang Menyempit
	Masuknya air filtrat dari lumpur ke dalam formasi	Pelebaran Lubang
	Aksi mekanis dari proses pengeboran	Bit Balling (Tersumbatnya mata bor)

Selama operasi pemboran, salah satu permasalahan yang sering terjadi adalah *pipa tersangkut (pipe sticking)*. Kondisi ini terjadi ketika pipa tidak dapat dilepaskan dari lubang bor tanpa menimbulkan kerusakan pada pipa atau melebihi batas beban kait maksimum yang diizinkan oleh rig pemboran. Secara umum, kejadian pipa tersangkut dapat diklasifikasikan menjadi dua jenis, yaitu pipa tersangkut akibat tekanan diferensial (*differential sticking*) dan pipa tersangkut mekanis (*mechanical sticking*). Kedua jenis permasalahan ini memiliki penyebab dan mekanisme yang berbeda, namun keduanya dapat menyebabkan terhentinya operasi pemboran jika tidak segera diatasi. Pipa tersangkut terjadi karena pengembangan tanah liat dan kemiringan sudut yang tinggi, sehingga dapat mencegah pipa tersangkut dengan menjaga ketebalan lapisan filtrat, dan dapat menggunakan *inhibitor* tanah liat untuk mengatasi fenomena pengembangan tanah liat.

Ketika jenis serpih tertentu menjadi lengket saat terkena air dan menempel secara agresif pada permukaan alat bor, hal ini dapat menyebabkan penyumbatan pada *annulus*, *shaker*, atau *screens*. Material lengket tersebut dikenal sebagai *gumbo clay*, yang biasanya mengandung mineral lempung tipe smektit dengan kandungan ion kalsium yang tinggi. *Gumbo* yang terdispersi dalam lumpur pemboran berbasis air dapat menyebabkan akumulasi padatan dan menghambat sirkulasi fluida. Untuk mencegah terjadinya *gumbo*, penggunaan *shale inhibitor* seperti KCl, glycol, atau amine-based inhibitor terbukti efektif dalam mengurangi hidrasi dan

dispersi partikel lempung. Beberapa penelitian melaporkan bahwa penambahan KCl 3–5% berat pada lumpur pemboran mampu menurunkan kecenderungan pembentukan *gumbo* secara signifikan dan mempertahankan stabilitas reologi lumpur [18].

Fluida pemboran untuk lapisan batubara adalah fluida yang digunakan untuk mengebor lapisan batu bara dan menjaga stabilitas dinding lubang bor. Fluida ini harus dapat terurai sehingga dapat dibuang setelah pengeboran untuk memulihkan permeabilitas lapisan batubara. Berdasarkan formasi dan data pada bagian casing berukuran 13 3/8", pada section ini menggunakan HPWBM, Pada *section surface* digunakan *High Performance Water Based Mud* (HPWBM) berbasis NaCl untuk menghadapi tantangan formasi seperti coal seam, gumbo clay, dan potensi stuck pipe. HPWBM memiliki kemampuan inhibitif yang tinggi karena kandungan ion Na⁺ dan Cl⁻ dapat mengontrol aktivitas air serta menekan proses hidrasi lempung, sehingga risiko pengembangan lempung dapat diminimalkan [19]. Hasil penelitian Ai et al. [20] menunjukkan bahwa penggunaan HPWBM dengan aditif kimia modern dapat meningkatkan kestabilan formasi shale dan menurunkan risiko ketidakstabilan mekanik pada lubang bor. HPWBM juga terbukti efektif dalam menghasilkan *mud cake* tipis yang mampu mencegah hilangnya fluida ke formasi berpori tinggi.

Tabel 9. Formulasi Fluida Pengeboran Untuk Section 2

Additive	SG	Dossage (ml)	Fungsi
<i>Water</i>	1	738.4	<i>Base fluid</i>
<i>NaCl</i>	2.1	92.4	<i>Salt</i>
<i>Biocide</i>	1.1	0.462	<i>Prevent Biodegradation</i>
<i>Soda Ash</i>	2.5	0.808	<i>Ca²⁺ and Mg²⁺ Control</i>
<i>XCD Polymer</i>	1.2	4.04	<i>Viscosifier</i>
<i>PAC - LV</i>	1.2	3.46	<i>Filtration Control</i>
<i>PAC-R</i>	1.2	1.73	<i>Filtration Control</i>
<i>Polyamine</i>	1	20.2	<i>Weighting Agent</i>

Properties	Value	Unit
<i>Mud Density</i>	11.4	Ppg
<i>Plastic Viscosity</i>	13	cp
<i>Yield Point</i>	16	lb/100 ft ²
<i>Gel Strenght 10 sec</i>	13.2	lb/100 ft ²
<i>Gel Strenght 10 Min</i>	19.6	lb/100 ft ²
<i>API Filtrate</i>	6	ML/30 Min
<i>Funnerl Viscosity</i>	130	Sec/qt

C. Section III

Bagian lubang *intermediate* akan dibor hingga kedalaman 8177 TVD. Bagian ini terdiri dari *shale* dan pasir. Beberapa ikhtisar mengenai bagian ini dapat dilihat pada Tabel 10, merupakan data estimasi *volume* section 3 dengan jumlah *volume* total sebesar 2649.405968 bbl hasil dari penjumlahan *annular volume* yakni 1968.849597 bbl, *string capacity* 280.5536707 bbl dan *reserve pit* 400 bbl.

Tabel 10. Data Estimasi Volume Fluida Pengeboran Section 3

Parameter	Nilai	Satuan
Hole Size	12 1/4	Inch
Casing OD	9 5/8	Inch
Grade	N-80	
Casing ID	8.681	Inch
MD	12.25	m
Annular Volume	1968.849597	bbl
String Capacity	280.5563707	bbl
Reserve pit (safety Factor)	400	bbl
Total Volume	2649.405968	bbl

Tabel 11. Analisis Risiko Section 3

Bahaya Potensial Pengeboran	Penyebab	Dampak
Kehilangan Sirkulasi	Fluida pengeboran tidak kembali ke permukaan	Kehilangan Fluida Pengeboran yang tidak terkendali
	fluida masuk ke dalam formasi akibat rekahan	Risiko Well Kick
Shale	Erosi	Pipa Terjepit
	Gesekan Pipa terhadap dinding lubang bor	Lubang Menyempit
	masuknya air filtrat dari lumpur ke dalam formasi	Pelebaran Lubang
	Aksi mekanis dari proses pengeboran	Bit balling

Hilangnya lumpur yang kembali ke permukaan setelah dipompa ke dalam sumur. Hilangnya sirkulasi terjadi ketika mata bor bertemu dengan rekahan, patahan, atau *natural fissures*, dan lumpur mengalir ke ruang yang baru tersedia. Hilangnya sirkulasi juga dapat disebabkan oleh tekanan lumpur yang lebih besar yaitu, pengeboran yang terlalu seimbang pada formasi yang cukup kuat untuk ditahannya, sehingga membuka rekahan tempat aliran lumpur mengalir. Dapat mencegah hilangnya sirkulasi dengan *lost circulation materials* (LCM).

Dan bahaya potensial pada *shale* dalam fluida pengeboran mengacu pada interaksi fluida pengeboran berbasis air dengan formasi serpih, yang dapat menyebabkan ketidakstabilan lubang sumur. Serpih terutama terdiri dari mineral lempung berbutir halus, dan reaktivitasnya muncul dari kemampuannya untuk menyerap air dan mengembang, melemah, atau terdispersi ketika terpapar fluida pengeboran. Pengelolaan *shale* reaktif yang tepat sangat penting dalam operasi pengeboran untuk menjaga stabilitas lubang sumur.

Tabel 12. Formulasi Fluida Pengeboran Untuk Section 3

Additive	SG	Dossage (ml)	Fungsi
NaCl	2.1	92.4	Salt
Biocide	1.1	0.462	Prevent Biodegradation
Soda Ash	2.5	0.808	Ca ²⁺ and Mg ²⁺ Control
XCD Polymer	1.2	4.04	Viscosifier
PAC - LV	1.2	3.46	Filtration Control
PAC-R	1.2	1.73	Filtration Control

Additive	SG	Dossage (ml)	Fungsi
Polyamine	1	20.2	Weighting Agent
CaCO ₃ (Fine)	2.7	138.5	Lost Circulation Material

Properties	Value	Unit
Mud Density	11.4	Ppg
Plastic Viscosity	13	cp
Yield Point	16	lb/100 ft ²
Gel Strenght 10 sec	13.2	lb/100 ft ²
Gel Strenght 10 Min	19.6	lb/100 ft ²

Berdasarkan permasalahan dan kondisi pada bagian 9 5/8" ini, memutuskan untuk menggunakan HPWBM dengan konsentrasi NACL. Alasan menggunakan lumpur ini adalah section ini memiliki kondisi formasi yang lebih kompleks, dengan kombinasi shale dan sandstone serta peningkatan temperatur dasar sumur (BHT) mencapai 225°F. Untuk itu digunakan HPWBM dengan konsentrasi NaCl tinggi guna mengurangi reaktivitas shale dan menjaga stabilitas lubang. Peningkatan salinitas lumpur berperan dalam menurunkan tekanan pori serta memperkuat dinding formasi melalui pengendalian gradien tekanan diferensial [21]. Menurut Q. Fang [22], peningkatan kandungan garam pada lumpur air mampu mengurangi kehilangan sirkulasi (*mud loss*) serta mencegah kolaps dinding lubang pada sumur dengan tekanan diferensial tinggi. Formulasi HPWBM pada section ini juga dilengkapi *bridging agent* yang membantu pembentukan *mud cake* kuat untuk mencegah invasi fluida ke formasi.

D. Section IV

Pada section ini bagian lubang permukaan akan dibor hingga kedalaman 11000 TVD. Bagian ini terdiri dari karbonat, *shale*, dan pasir. Beberapa ikhtisar mengenai bagian ini dapat dilihat pada tabel 13. Pada *section 4* ini di estimasikan *volume* fluida pemboran terdiri dari *annular volume* sebesar 5632.1991 bbl, *string capacity* sebesar 406.6663859 bbl, dan *reserve pit* sebesar 400 bbl dan dijumlahkan dengan *total volume* sebesar 6438.865486 bbl.

Tabel 13. Data Estimasi Volume Fluida Pemboran Section 4

Parameter	Nilai	Satuan
Hole Size	8 1/2	Inch
Casing OD	7	Inch
Grade	N-80	
Casing ID	6.004	Inch
MD	408.94	m
Annular Volume	5632.1991	bbl
String Capacity	406.6663859	bbl
Reserve pit (safety Factor)	400	bbl
Total Volume	6438.865486	bbl

Tabel 14. Analisis Risiko Section 4

Bahaya Potensial Pengeboran	Penyebab	Dampak
Kehilangan Sirkulasi	Fluida pengeboran tidak kembali ke permukaan	Kehilangan Fluida Pengeboran yang tidak terkendali

Bahaya Potensial Pengeboran	Penyebab	Dampak
	fluida masuk ke dalam formasi akibat rekahan	Risiko Well Kick
Shale	Erosi	Pipa Terjepit
	Gesekan Pipa terhadap dinding lubang bor	Lubang Menyempit
	masuknya air filtrat dari lumpur ke dalam formasi	Pelebaran Lubang
	Aksi mekanis dari proses pengeboran	Bit balling
H ₂ S	H ₂ S Adalah gas beracun dan mudah meledak yang	H ₂ S dapat terbawa ke permukaan bersama lumpur
	dapat ditemukan pada beberapa minyak mentah	pengeboran, membahayakan pekerja yang terpapar,
	dan formasi bawah permukaan. Gas ini berbahaya	menyebabkan korosi pada bagian logam peralatan
	bagi pekerja serta dapat menyebabkan korosi pada	pengeboran, menurunkan viskositas lumpur, mengurangi
	peralatan pengeboran.	gel strength dan mengganggu stabilitas

Kick disebabkan oleh tekanan lubang sumur yang lebih rendah daripada tekanan formasi. Ada dua kemungkinan mengapa hal ini terjadi. Pertama, jika berat lumpur terlalu rendah, maka tekanan hidrostatik yang diberikan oleh kolom fluida pada formasi mungkin tidak cukup untuk menahan fluida formasi di dalam formasi. Hal ini dapat terjadi jika densitas lumpur tiba-tiba berkurang atau tidak sesuai spesifikasi sejak awal, atau jika formasi yang dibor memiliki tekanan yang lebih tinggi dari yang diantisipasi. Jenis *kick* ini dapat disebut *underbalanced kick*. Kemungkinan kedua, *kick* dapat terjadi jika efek tekanan fluida dinamis dan *transien*, biasanya akibat gerakan rangkaian bor atau *casing*, secara efektif menurunkan tekanan di lubang sumur di bawah tekanan formasi. Jenis *kick* kedua ini dapat disebut *kick terinduksi*. Lalu manajemen H₂S yang efektif dalam operasi pengeboran melibatkan kombinasi langkah-langkah pencegahan, optimalisasi fluida pengeboran, pemantauan waktu nyata, dan praktik keselamatan yang kuat. Perencanaan yang tepat dan strategi proaktif dapat memitigasi risiko yang terkait dengan H₂S dan memastikan pengeboran yang aman dan efisien.

Tabel 15. Formulasi Fluida Pengeboran Untuk Section 4

Additive	SG	Dossage (ml)	Fungsi
<i>Water</i>	1	285.5	<i>Base Fluid</i>
<i>Xantham Gum</i>	1.3	2	<i>Viscosfier</i>
<i>Calsium Carbonate</i>	2.8	85	<i>Lost Circulation Material</i>
<i>Caustic Carbonate</i>	2	0.5	<i>pH Control Agent</i>
<i>Biocide</i>	1.1	0.1	<i>Prevent Biodegradation</i>
<i>Soda Ash</i>	2.5	0.5	<i>Ca²⁺ and Mg²⁺ Control</i>
<i>PAC-LV</i>	1.6	6	<i>Filtration Control</i>
<i>Calsium Chloride</i>	2	70	<i>Weighting Agent</i>

Properties	Value	Unit
<i>Mud Density</i>	11.4	Ppg
<i>Plastic Viscosity</i>	13	cp
<i>Yield Point</i>	16	lb/100 ft ²

Properties	Value	Unit
<i>Gel Strenght 10 sec</i>	13.2	lb/100 ft ²
<i>Gel Strenght 10 Min</i>	19.6	lb/100 ft ²

Pada bagian ini, tujuan utama pemboran sumur VF adalah pemboran ke dalam zona reservoir. Sehingga dibutuhkan lumpur yang mampu bekerja optimal pada bagian ini. Untuk itu, menggunakan lumpur yang mampu meminimalisir kerusakan formasi agar tidak merusak zona reservoir dengan menggunakan *Reservoir Drill-In Fluid* yang merupakan fluida pemboran dengan potensi kerusakan rendah. Section produksi merupakan interval kritis yang menembus zona reservoir dengan litologi karbonat, sandstone, dan shale. Pada section ini digunakan Reservoir Drill-In Fluid (RDF) karena bersifat *low formation damage* dan mampu membentuk *filter cake* non-invasif yang melindungi permeabilitas formasi. RDF dirancang untuk menjaga produktivitas sumur dengan mengurangi invasi fluida pemboran ke zona permeabel serta meningkatkan efisiensi *hole cleaning* [23]. Studi Y. Liu [24] menunjukkan bahwa RDF modern dengan partikel berukuran mikro mampu menekan kehilangan sirkulasi dan menjaga stabilitas lubang pada kondisi *high pressure high temperature* (HPHT). Oleh karena itu, RDF menjadi pilihan yang tepat pada zona reservoir guna meminimalkan risiko *kick*, *mud loss*, dan *wellbore instability*.

4. SIMPULAN

Fluida pemboran berperan penting dalam menjaga kestabilan lubang bor, mengontrol tekanan formasi, serta mencegah berbagai permasalahan seperti *kick*, *stuck pipe*, *lost circulation*, dan runtuhnya formasi. Perancangan fluida pada setiap *section* sumur harus disesuaikan dengan kondisi geologi dan potensi bahaya yang mungkin terjadi, seperti keberadaan *reactive shale*, lapisan batubara, atau zona bertekanan tinggi. Pada section 1 (20" conductor casing) digunakan lumpur kalium (KCl mud) dengan konsentrasi KCl 3% berat karena efektif mengatasi *reactive shale* dengan biaya rendah dan persiapan yang mudah. Section 2 (13³/₈" surface casing) menggunakan *High Performance Water-Based Mud* (HPWBM) berbasis NaCl 5% berat untuk mencegah pembengkakan lempung, mengurangi risiko *stuck pipe* dan *gumbo clay*, serta menjaga kestabilan lubang bor. Section 3 (9⁵/₈" intermediate casing) juga menggunakan HPWBM dengan NaCl 5% yang dikombinasikan dengan *polymer inhibitor* sebesar 1% berat untuk menekan reaktivitas lempung serta meminimalkan risiko *lost circulation*. Sedangkan pada section 4 (7" production casing) digunakan Reservoir Drill-In Fluid (RDF) dengan aditif *sized calcium carbonate* sebanyak 10–15 lb/bbl untuk membentuk *filter cake* yang tipis dan tidak invasif sehingga melindungi zona reservoir. Dengan pemilihan fluida pemboran yang tepat pada setiap *section*, berbagai potensi bahaya seperti *kick*, *stuck pipe*, gas H₂S, dan *hole instability* dapat diminimalkan, sehingga operasi pemboran dapat berlangsung aman, efisien, dan ramah lingkungan.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] R. Wardani, "Evaluasi Pengaruh Temperatur Terhadap Sifat Fisik Lumpur Kcl-Polymer untuk Sumur 'X' Lapangan 'Y' pada Lubang 17 1/2", *Jurnal Petro*, 2017.
- [2] B. Satiyasivan, "Pengaruh Temperatur Terhadap Sifat Fisik Sistem Low Solid Mud," *Jurnal Petro*, Desember 2018.
- [3] J. M. Gao, Z. L. Liu, and X. Y. Li, "Recent advances in water-based drilling fluids for shale formation: Challenges and opportunities," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 45, pp. 478–493, 2017.

- [4] NL Baroid, *Drilling Mud Handbook*, Houston, TX: Baroid Drilling Fluids Inc., 1979.
- [5] Weygandt, Jerry, "Lost Circulation Material." *Angewandte Chemie International Edition*, 6(11), 951–952.: 6–38, 2015.
- [6] Hanif, Iqbal, and Abdul Hamid, "Analisis Lumpur Bahan Dasar Minyak Saraline Dan Smooth Fluid Pada Temperatur Tinggi Dalam Pengujian Laboratorium." Dalam *PROSIDING SEMINAR NASIONAL CENDEKIAWAN*, 2016.
- [7] Zhang, J., & Chenevert, M. E. "Wellbore stability analysis accounting for anisotropic shale properties and chemical-mechanical coupling". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 60(2), 119-139, 2008.
- [8] Caenn, R., Darley, H. C. H., & Gray, G. R. "Composition and properties of drilling and completion fluids", Gulf Professional Publishing, no. 6, 2011.
- [9] Hemphill, T., Campos, W., & Hulsey, J, "Development of a high-temperature drilling fluid additive: A case study", *Society of Petroleum Engineers Drilling & Completion*, 8(03), 161-165, 1993.
- [10] Amanullah, M. D., & Yu, L, "Environment-friendly water based drilling fluids for shale formations". *Society of Petroleum Engineers*, 2005.
- [11] J. McLellan, A. M. Nor, K. A. Nasrudin, M. A. Abu Bakar, dan S. Syrapushchynski, "Mitigation of Wellbore Instability and Mud Losses in High-Depletion Wells," *Journal of Petroleum Technology*, 30 November 2018.
- [12] A. C. Santos, J. R. Monteiro, and P. S. Ribeiro, "Investigation of wellbore enlargement in sandstone and shale formations during water-based drilling," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 215, p. 110653, 2022.
- [13] A. Momeni, M. A. Hosseini, and A. Khodabakhshnejad, "Experimental evaluation of environmentally friendly drilling fluid for clay stabilization and improved wellbore stability," *Scientific Reports*, vol. 15, no. 1, pp. 1–13, 2025.
- [14] J. Yuan, "Research on wellbore instability of shale formation in high-angle wells," *Processes*, vol. 10, no. 6, art. 1060, 2022.
- [15] T. Al-Bazali, "Insight on the inhibitive property of potassium ion and potassium-based drilling fluids for water-sensitive shale formations," *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2021.
- [16] J. Yuan, "Research on wellbore instability of shale formation in high-angle wells," *Processes*, vol. 10, no. 6, art. 1060, 2022.
- [17] T. Al-Bazali, "Insight on the inhibitive property of potassium ion and potassium-based drilling fluids for water-sensitive shale formations," *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 11, pp. 1597–1610, 2021.
- [18] Y. Xu, W. Sun, and L. Zhou, "Experimental investigation of gumbo clay inhibition using environmentally friendly glycol-based drilling fluids," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 223, p. 111212, 2023.
- [19] "Comprehensive wellbore stability modeling by integrating pore pressure, temperature and fluid salinity effects," *Frontiers in Earth Science*, 2024.
- [20] E. Ai et al., "Advanced trends in shale mechanical inhibitors for enhanced wellbore stability in water-based drilling fluids," *Minerals*, vol. 14, no. 12, p. 1197, 2024.
- [21] A. Momeni, M. A. Hosseini, and A. Khodabakhshnejad, "Experimental evaluation of environmentally friendly drilling fluid for clay stabilization and improved wellbore stability," *Scientific Reports*, vol. 15, no. 1, pp. 1–13, 2025.
- [22] Q. Fang, Y. Yang, H. Zhou, and X. Liu, "Formation-damage mechanism and gel-breaker-free drill-in fluid for carbonate reservoirs," *ACS Omega*, vol. 7, no. 38, pp. 34276–34285, 2022.
- [23] M. H. Rasool, A. S. Al-Ghamdi, and M. A. Al-Kinani, "Revolutionizing shale drilling with potassium chloride (KCl) and polymer-based drilling fluids: Experimental investigation on shale hydration and wellbore stability," *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 14, no. 2, pp. 789–802, 2024.

- [24] Y. Liu, X. Zhang, K. Zhou, et al., “Field and Experimental Investigations on the Effect of Reservoir Drill-In Fluids on Penetration Rate and Drilling Cost in Horizontal Wells,” *Processes*, vol. 9, no. 7, art. 510, 2021.