

Simulasi Driller's Method sebagai Metode Penanganan Kick pada Operasi Pemboran Darat

Joko Susilo

Pusat Pengembangan Sumber Daya Manusia Migas KESDM

Abstrak

Operasi pemboran minyak dan gas bumi merupakan kegiatan yang menggunakan teknologi tinggi, investasi tinggi dan resiko yang tinggi juga. Keberhasilan suatu operasi pemboran sangat dipengaruhi oleh keberhasilan dan kecepatan serta ketepatan dalam menanggulangi masalah-masalah dalam operasi pengeboran. Penanganan masalah-masalah pemboran sangat bergantung pada kompetensi pelaku operasi pengeboran, oleh karenanya pengetahuan yang benar dan tepat sangatlah diperlukan. Masalah pemboran yang paling perlu diperhatikan dan ditangani dengan benar adalah "Kick", masalah ini jika tidak bisa ditangani akan berakibat masalah yang lebih besar yaitu "Blowout". Pada pembahasan ini, penulis mencoba memberi pengetahuan mengenai salah satu metode yang digunakan dalam mengatasi masalah kick yaitu Driller's Method.

Kata kunci: *kick, blowout, circulating pressure, bottom hole pressure, drill pipe pressure, casing pressure*

1. Pendahuluan

Operasi pengeboran minyak dan gas bumi merupakan proses lanjutan dari pencarian minyak dan gas bumi untuk membuktikan ada atau tidaknya kandungan minyak dan gas bumi (hydrocarbon) didalam suatu daerah atau lapisan batuan.

Kegiatan operasional pengeboran adalah kegiatan yang paling berbahaya dan memiliki risiko yang tinggi pada proses proses eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi (Khan, Sadiq, & Husain, 2002). Pengeboran sumur merupakan tahap lanjut dalam proses pencarian dan pembuktian ada atau tidaknya cadangan (reservoir) minyak ataupun gas dengan cara melakukan pembuatan lubang secara bertahap sampai kedalaman tertentu sesuai hasil studi dan evaluasi kondisi bawah tanah dari data seismik. Pada saat operasi pemboran dilakukan akan dijumpai masalah-masalah, masalah yang harus diperhatikan adalah masalah kick, yang akan berlanjut menjadi blowout jika tidak tertangani dengan benar. Driller's method adalah merupakan salah satu metode

penanganan kick yang memiliki beberapa keuntungan diantaranya:

1. Tidak memerlukan waktu untuk menunggu membuat lumpur berat (KMW).
2. Tidak memerlukan perhitungan yang rumit.
3. Dapat dilakukan bila dilokasi tidak tersedia barrite yang cukup untuk membuat kill mud weight sambil menunggu pengiriman barrite.
4. Lebih mengurangi tekanan mengejut saat memompakan lumpur baru karena diseluruh sistem telah terisi lumpur lama tanpa influx.

Pembahasan kali ini difokuskan pada pengenalan metode penanganan masalah kick dengan driller's method. Tujuan dari pembahasan ini adalah:

- Memberikan pengetahuan mengenai prosedur penanganan kick dengan driller's method.
- Memberikan pengetahuan mengenai hal-hal yang perlu diperhatikan dalam penanganan kick dengan driller's method.

Kegiatan yang dilakukan adalah dengan melakukan simulasi dengan menggunakan DWS-CS simulator.

2. Dasar Teori

2.1 Penyebab Terjadinya Kick

Masalah pemboran yang paling perlu diperhatikan dan ditangani dengan benar adalah "Kick", masalah ini jika tidak bisa ditangani akan berakibat masalah yang lebih besar yaitu "Blowout".

Ada beberapa penyebab yang bisa mengakibatkan kick pada saat operasi pemboran. Penyebab kick yang paling sering terjadi adalah dimulai dengan kejadian Lost-Circulation, yaitu masuknya sebagian lumpur pemboran ke dalam formasi yang mengakibatkan kolom fluida di dalam sumur turun dan akhirnya tekanan di dalam sumur menjadi lebih kecil dari tekanan formasi, walaupun secara densitas ekuivalen lumpur yang dipakai sudah cukup berat.

Penyebab kedua adalah menembus zona abnormal, dimana tekanan yang dimiliki formasi jauh lebih besar dari lapisan sebelumnya dan melampaui tekanan hidrostatik yang dimiliki lumpur pemboran di dalam lubang. Kasus ini akan menjadi tambah sulit ketika zona abnormal tersebut mengandung gas.

Penyebab ketiga adalah terjadinya efek swabbing (sedotan) pada saat pipa pemboran ditarik ke permukaan, seperti halnya sebuah suntikan yang sedang ditarik akan menghasilkan efek menyedot, sehingga seolah-oleh tekanan hidrostatik lumpur berkurang jauh, dan pada saat sudah lebih rendah dari tekanan formasi maka akan merangsang fluida dari formasi keluar menuju lubang sumur.

Penyebab terjadinya blowout yaitu ketika kick tidak dapat tertanggulangi, baik karena kick datangnya terlalu cepat, atau karena operator yang terlalu lambat mengetahuinya, atau karena memang secara alamiah alamnya sangat ganas, misalnya zona gas yang bertekanan sangat tinggi.

2.2 Driller's Method

Driller's method memerlukan dua kali proses sirkulasi. Sirkulasi pertama bertujuan untuk mengeluarkan fluida kick dengan menggunakan lumpur lama dan pada tahap sirkulasi kedua bertujuan untuk mematikan kick dengan menggunakan lumpur baru (Kill Mud). Waktu antara sirkulasi yang pertama dan yang kedua digunakan untuk membuat lumpur baru (Kill Mud).

Driller's method sering disebut pula sebagai "Two-Circulation Method". Prinsip pelaksanaan dari Driller's method dalam mengatasi wellkick adalah sebagai berikut :

- Sirkulasi pertama: Mengeluarkan fluida kick dari dalam lubang bor dengan lumpur lama.
- Sirkulasi kedua: Mengganti lumpur lama dengan lumpur baru yang berat jenisnya sudah ditentukan berdasarkan dari data yang didapat pada saat penutupan sumur, untuk mengimbangi tekanan formasi.

Pada grafik Tekanan drillpipe pada metode driller (Gambar 1.) terlihat bahwa tekanan drillpipe tidak turun pada tahap sirkulasi pertama karena lumpur berat belum ditambahkan, sedangkan pada sirkulasi kedua terjadi penurunan tekanan drillpipe karena telah disirkulasikan lumpur berat. Profil tekanan pada pipa bor pada casing dan drillpipe dapat ditunjukkan pada Gambar 1. Tampak pada gambar tersebut bahwa tekanan pada drillpipe harus dijaga agar tetap konstan. Hal ini dapat diperoleh dengan mengatur choke. Sementara itu cairan kick harus diberi kesempatan untuk mengembang agar tekanan pada dasar lubang bor tidak terlalu besar. Tetapi pengembangan cairan kick berarti pengurangan volume lumpur, yang juga berarti pengurangan tekanan hidrostatik lumpur, yang juga berarti kenaikan tekanan pada casing.

3. Metodologi

Metode penelitian yang digunakan dalam penelitian ini adalah Metode Deskriptif, metode deskriptif ini terdiri dari studi pustaka dan studi kasus. Studi pustaka

dilakukan dengan cara mengumpulkan literatur dan mengolah data dan informasi dari berbagai literatur tersebut. Sedangkan studi kasus dilakukan dengan melakukan simulasi penanganan kick menggunakan DWS-CS Simulator untuk menggambarkan secara rinci mengenai proses penanganan kick dengan menggunakan Driller's Method.

4. Data-Data

Dengan melakukan simulasi menggunakan DWS-CS Simulator. Sumur ditutup setelah terjadi *kick* dan dicatat SIDPP, SICP, serta besarnya penambahan (*Gain*). Menggunakan data sumur pada Gambar 2 dan data yang ada di Lampiran 1, penulis akan menjelaskan mengenai penanganan kick menggunakan *Driller's Method*.

- Kill Rate Pressure Speed sebesar 50 spm
- Kill Rate Pressure sebesar 200 psi
- Pompa, 0,05768 bbl/stroke
- Berat lumpur di lubang 9,5 ppg
- SIDPP sebesar 818 psi
- SICP 891 psi
- Pit Volume Increase (PitGain) 7,3 bbls

5. Hasil dan pembahasan

5.1 Memulai Sirkulasi

Pada saat memulai Sirkulasi, pompa dihidupkan hingga mencapai *Kill Rate Speed* (50 spm) sambil menjaga tekanan yang ada di *casing pressure* (CP). Hal ini dilakukan untuk menjaga tekanan *bottom hole*, untuk menahan masuknya kembali cairan dari formasi, dan meminimalis terjadinya kerusakan formasi. Sebagai contoh, setelah pompa mencapai kecepatannya, harga tekanan pada *casing* harus di atur pada 891 psi.

5.2 Sirkulasi Pertama

Ketika pompa sudah dijalankan pada Kill Rate Speed dan *casing pressure* dijaga menggunakan choke control pada besaran yang sesuai, yakni sebesar pembacaan pada Casing pressure gauge pada saat penutupan sumur (SICP), kemudian titik kontrol dialihkan ke *Drillpipe Pressure Gauge*

Tekanan *drillpipe* yang dijaga ini dikenal sebagai *Circulating Pressure* (CP), atau pada bahasan lain disebut sebagai *Initial Circulating Pressure* (ICP). Besaran ICP adalah gabungan antara tekanan SIDPP dan tekanan pompa pada kecepatan pompa yang digunakan (KRP). Pada pembahasan ini ICP sebesar 1018 psi.

Circulating Pressure dijaga konstan dengan menggunakan choke, dan pumprate tetap berada pada *Kill Rate Speed* sampai fluida *kick* disirkulasikan keluar dari lubang sumur. Jika *kick* berupa gas, penyesuaian tekanan diperlukan untuk mempertahankan tekanan sirkulasi yang tepat. Umumnya dinamakan *kick expands*, yang akan mendesak lumpur dan menjadikan kehilangan tekanan hidrostatik, yang akan diimbangi oleh kenaikan tekanan casing. Jika *kick* berupa air garam atau minyak, diperlukan sedikit pengaturan tekanan.

5.3 Pengaturan Tekanan

Pada saat *kick* sedang disirkulasikan, pertahankan tekanan *drill pipe* sesuai dengan tekanan yang direncanakan. Jika tekanan *drill pipe* tidak sesuai, maka harus segera disesuaikan dengan nilai yang tepat. Untuk melakukan hal ini, tentukan besarnya tekanan (naik atau turun) yang harus diperbaiki. Perubahan yang besarnya kurang dari 50 psi biasanya tidak dipertimbangkan, kecuali tekanan sumur sangat rendah.

Diperlukan sejumlah tekanan, untuk ditambahkan pada besarnya tekanan casing (tekanan balik). Waktu jeda harus diperhitungkan agar perubahan tekanan ini terbaca pada *drill pipe gauge*. Perlu diingat bahwa aturan umum untuk waktu jeda adalah sekitar dua detik per seribu feet dari kedalaman sumur, banyak faktor yang mempengaruhi waktu jeda, jadi hanya setelah waktu yang cukup jika koreksi lain dilakukan. Jika tidak ada respon.

5.4 Kick Pada Permukaan

Pada *kick* yang berupa gas, perubahan

dari satu *gauge* ke *gauge* lain) akan menurun pada saat *kick* melalui *choke*. *Choke* harus segera diatur agar tekanan *casing* kembali ke besarnya tekanan sebelum gas mencapai *choke*. Dianjurkan untuk selalu mencatat besarnya tekanan casing sebagai referensi. Setelah tekanan casing kembali ke besaran yang tepat, dan setelah waktu yang sesuai sehingga tekanan stabil di seluruh sistem, kemudian beralih kembali ke *drill pipe pressure gauge* dan lakukan koreksi yang diperlukan. Saat lumpur bersama *kick* melewati *choke*, tekanan *casing* naik. Sekali lagi, sesuaikan tekanan *casing* dengan pembacaan terakhir yang tercatat.

5.5 Setelah Kick Dikeluarkan

Pada Gambar 5. diperlihatkan bahwa *total stroke* telah tercapai yaitu 6871 stroke, *influx* sudah hilang dari sumur dengan ditandai *PitDeviation*= 0 ppg. Kemudian dilakukan mematikan pompa dengan menjaga tekanan *casing* sebesar 884 psi (pembacaan terakhir ditambahkan 100 psi). Kemudian pada saat pompa mati, maka tekanan di *Drillpipe* (DPP) = Tekanan *Casing* (CP) = 819 psi. Diperlihatkan pada Gambar 6.

Jika tekanan *bottom hole* dijaga konstan saat *kill fluid* dipompa ke *bit*, tekanan sirkulasi akan berubah. Untuk menentukan tekanan sirkulasi berapa yang harus ditahan, grafik *stroke pompa vs tekanan* harus disiapkan. Ini membutuhkan lebih banyak perhitungan. Begitu *kill fluid* mencapai *bit*, tekanan sirkulasi pada titik ini ditahan tetap konstan sepanjang pengoperasian. Untuk hal ini, dinamakan sebagai *Final Circulating Pressure* atau FCP.

Jika berat lumpur naik setelah *kick* keluar, ada dua opsi dasar. Yang pertama adalah menutup sumur kembali. Titik kontrolnya adalah pada tekanan *casing* sambil memperlambat dan menghentikan pompa. Tekanan *casing* harus dijaga konstan saat laju pompa berubah. Jika tekanan casing dibiarkan turun di bawah SICP, *kick* akan masuk kembali (jika sumur tidak seimbang). Jika semua *influx* telah

dikeluarkan, tekanan hidrostatik dalam *annulus* harus sama dengan tekanan hidrostatik dalam *drillstring*. Kedua tekanan harus kira-kira sama, mendekati dengan nilai SIDPP awal. Jika tekanan tidak mendekati, *influx* lain mungkin akan masuk ke dalam sumur. Juga, diamati tekanan *buildupnya*. Hal ini menandakan bahwa *influx* yang lain masuk ke dalam sumur dan sedang bermigrasi.

Opsi kedua adalah tetap disirkulasikan. Jika memungkinkan, menghubungkan dengan *pit* kecil untuk terus sirkulasi sambil fluida yang berada di *pit* diperberat dengan *kill fluid*. Teknik ini dapat mengurangi sticking dengan menjaga lumpur tetap bergerak.

Pada kedua kasus tersebut, pada titik minimal ini dua perhitungan harus dilakukan untuk membuat: *Kill Weight Fluid* dan *Stroke ke Bit*.

Dalam contoh ini perhitungan tersebut dapat dilihat pada Lampiran 1. *Kill Weight Fluid* sebesar 12,2 ppg dan FCP 257 psi. Berat lumpur yang ada di *activepit* perlu dinaikkan menjadi 12,2 ppg sebelum sirkulasi kedua dimulai.

5.6 Sirkulasi Kedua

Prosedur *start up* sirkulasi kedua identik dengan prosedur *start up* pada sirkulasi pertama, kecuali untuk besarnya nilai tekanan yang harus ditahan pada *casing*. Jika tidak ada penambahan *influx*, SICP pada dasarnya harus sama dengan tingkat *underbalance* (SIDPP) sebelumnya. Setelah berat lumpur dinaikkan, sirkulasi kembali dimulai dengan mempertahankan tekanan *casing* konstan sebesar pembacaan terakhir (Gambar 6), 819 psi dalam contoh ini. Saat pompa mencapai *Kill Rate Speed* (50 spm) dan tekanan casing dijaga konstan, maka lumpur berat akan mulai menggantikan lumpur yang lebih ringan di dalam *drillstring*.

Grafik tekanan *vs stroke* sangat diperlukan dalam melakukan penyesuaian sesuai kebutuhan. Hal ini untuk menjaga masuknya *secondary kick* ketika *kill fluid* disirkulasikan. Jika *secondary kick* sudah terjadi, pertahankan pada tekanan yang benar. Pilihan kedua adalah

menahan tekanan casing secara konstan (hanya jika yakin tidak ada *influx* masuk kembali ke lubang sumur) sampai *kill weight fluid* mencapai bit. Dalam contoh ini, dibutuhkan 1750 stroke. Tekanan *drillpipe* akan berubah karena *kill weight fluid* menggantikan cairan yang lama. Jangan mempertahankan tekanan *drillpipe* konstan pada saat ini. Ini harus berubah karena tekanan gesekan berubah dan tekanan hidrostatik berubah akibat lumpur lama digantikan dengan *killfluid*. Grafik tekanan vs. stroke yang disiapkan (atau volume) akan memberikan panduan pada nilai yang sesuai.

5.7 Kill Mud Weight mencapai BIT

Pada saat *drillpipe* penuh dengan *kill weight fluid* (1750 stroke), tekanan sirkulasi seharusnya secara bertahap berubah dari tekanan sirkulasi mula-mula (biasanya disebut sebagai *Initial Circulating Pressure*, ICP) menjadi *Final Circulating Pressure* (FCP). Pada contoh ini, tekanannya harus 257 psi. Sirkulasi terus dipertahankan pada FCP konstan hingga *kill weight fluid* mencapai permukaan. Ketika *kill fluid* dipompa ke atas melalui annulus, peningkatan tekanan hidrostatik menyebabkan tekanan *drillpipe* (DPP) meningkat. Penyesuaian *choke* dilakukan seperlunya untuk mempertahankan FCP. Secara bertahap, semua backpressure akan hilang saat *kill fluid* (*Annular Hydrostatic Pressure* naik) tersirkulasi ke atas melalui annulus. Setelah *kill weight fluid* mencapai permukaan, sumur ditutup untuk ketiga kalinya. Terlihat pada Gambar 7. Tekanan *drillpipe* dan tekanan casing harus nol. Jika, setelah 15 hingga 30 menit, tekanannya nol, sumur dinyatakan mati. Buka *choke* untuk melihat apakah ada aliran. Jika tekanan tidak nol, atau jika aliran terdeteksi, lakukan sirkulasi lagi. Masalah tersebut kemungkinan dikarenakan bahwa *kill weight fluid* tidak konsisten di seluruh sumur. Kemungkinan lain *kick* masih ada di dalam lubang atau mungkin *kill weight fluid* yang digunakan tidak tepat. Sekalipun sumur mati, waspadalah bahwa tekanan yang terperangkap bisa ada di bawah BOP yang

tertutup. Perhatikan pekerja aman saat membuka BOP.

6. Kesimpulan

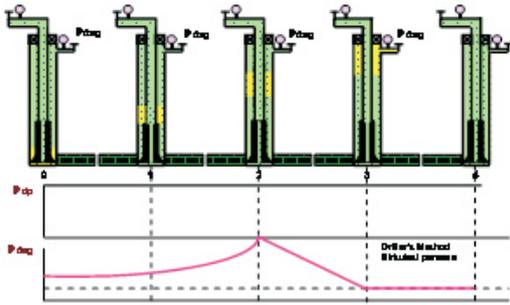
Berdasarkan hasil pembahasan di atas dapat disimpulkan beberapa hal antara lain:

1. Driller's method merupakan metode untuk menangani kick dengan dua kali sirkulasi.
2. Pada sirkulasi pertama, titik kontrolnya adalah pada drill pipe pressure sebesar initial Circulating Pressure (ICP)= 1018 psi.
3. Sirkulasi pertama dikatakan berhasil apabila gain= 0 ppg, total stroke tercapai dan pada saat pompa dimatikan Drillpipe Pressure (DPP)= Casing Pressure (CP)= SIDP= 819 psi.
4. Pada sirkulasi kedua, tekanan casing dijaga konstan sampai kill weight fluid mencapai bit, dengan membutuhkan 1750 stroke.
5. Sirkulasi kedua dikatakan berhasil apabila gain= 0 ppg, total stroke tercapai, lumpur masuk dengan lumpur yang keluar beratnya sama dan pada saat pompa dimatikan Drillpipe Pressure (DPP)= Casing Pressure (CP)= 0 psi.
6. Tekanan yang dijaga merupakan batas bawah untuk tidak dilewati agar influx lain tidak masuk kembali.

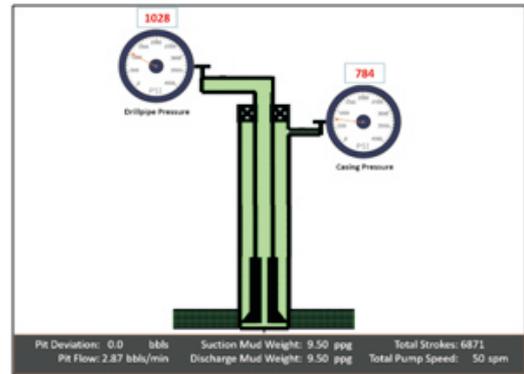
7. Daftar Pustaka

- 2016, Well Control Equipment & Procedures. IADC Drilling Manual, 12th Edition.
- 2002, Well Control Manual. WCS-Well Control School.
- 2nd Edition, May 2006, API RP 59 Recommended Practice for Well Control Operations, American Petroleum Institute (API).
- Tim Drilling., 2016, Well Control, Pusat Pengembangan Sumber Daya Minyak dan Gas, Cepu, Indonesia.
- Irawan, G. & Wibawa, B.M., 2015, Analisis Peta Risiko Pengeboran Di Wilayah Asset 5 Pt Pertamina EP, Jmk, Vol. 17, No. 2.

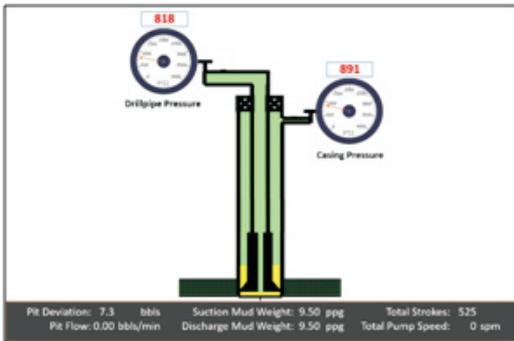
Daftar Gambar



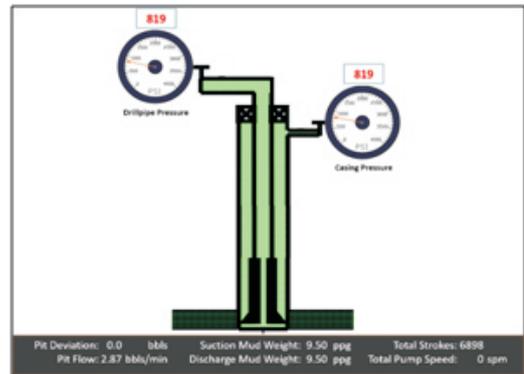
Gambar1. Profil Tekanan Driller's Method



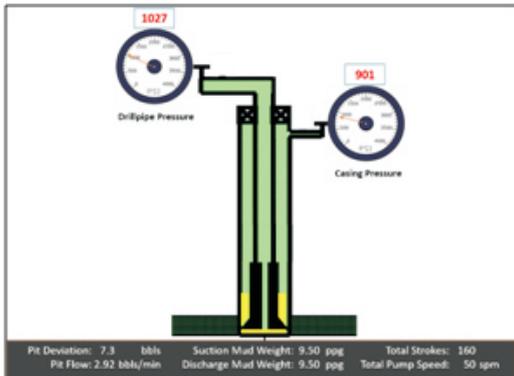
Gambar 5. Sirkulasi pertama telah mencapai total stroke



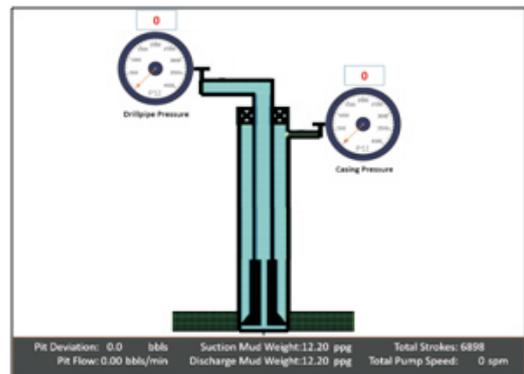
Gambar 2. Kondisi sumur pada saat Shut-in



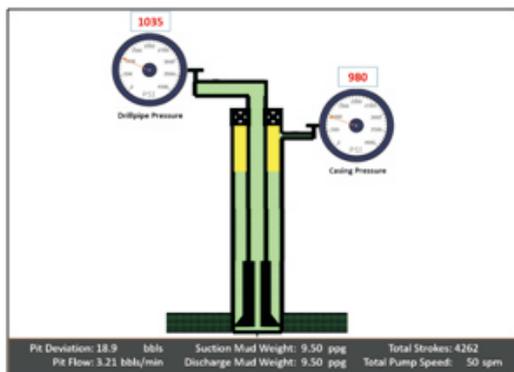
Gambar 6. Sirkulasi pertama selesai



Gambar 3. Pemompaan pada KRS 50 spm



Gambar 7. Sirkulasi kedua selesai



Gambar 4. Fluida kick telah mencapai permukaan