

# Analisa Well Integrity Pada Penyebab Terjadinya Kick dan Penanggulangannya Studi Kasus Sumur TWG-001

*by* Herianto Herianto

---

**Submission date:** 25-Feb-2019 07:44PM (UTC+0700)

**Submission ID:** 1083385635

**File name:** jadinya\_Kick\_dan\_Penanggulangannya\_Studi\_Kasus\_Sumur\_TWG-001.doc (623K)

**Word count:** 3755

**Character count:** 22043

## ANALISA WELL INTEGRITY PADA PENYEBAB TERJADINYA KICK DAN PENANGGULANGANNYA STUDI KASUS SUMUR "TGW-001"

Dr.Ir. Drs. H. Herianto, M.T.  
Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Minera, UPN "Veteran" Yogyakarta  
Jl. SWK 104 Condongcatur Yogyakarta 55285  
Email: herianto\_upn\_ina@yahoo.com

### ABSTRAK

*Well kick adalah peristiwa masuknya fluida formasi kedalam lubang bor saat operasi pemboran. Kick dapat terjadi saat pemboran sedang dilakukan ataupun tidak. Kick dapat terjadi disaat pemboran karena kegagalan primary well barrier yang berupa densitas lumpur dan secondary well barrier yang berupa tekanan pompa pada konsep well integrity, sehingga tekanan hidrostatik maupun tekanan hidrodinamik yang dihasilkan lebih kecil dari tekanan formasi. Pada operasi pemboran sumur "TGW-001" lapangan WGT trayek 8 ½" terjadi problem well kick pada kedalaman 8486.71 ft disaat pemboran, sehingga kondisi tekanan di dasar lubang bor adalah  $P_h < P_{hD} < P_f$ . Penanggulangan well kick tersebut menggunakan metode wait and weight dengan memompakan lumpur baru dengan densitas 11.08 ppg kedalam lubang bor dan kick berhasil dimatikan. Pada tulisan ini akan dilakukan analisa konsep well integrity terhadap terjadinya kick beserta pencegahan dan penanggulangan.*

**Kata kunci** - well kick, well integrity, wait and weight, makalah, Seminar Nasional, SemBum XII 2017

### PENDAHULUAN

Pemboran vertikal sumur eksplorasi "TGW-001" di Lapangan West Gantar (WGT) direncanakan akan dibor hingga kedalaman tegak terakhir pada trayek 6" mencapai 9840 ft (TD). Pemboran sumur "TGW-001" ini bertujuan untuk mengkonfirmasi adanya kompartemen baru di bagian barat Lapangan Gantar. Lumpur yang digunakan pada trayek 8 ½" yaitu type "KCL Polymer" dengan densitas sebesar 1.07 SG (8.91 ppg). Pada saat pemboran sumur "TGW-001" trayek 8 ½" terjadi problem well kick di kedalaman 2587.41 mTVD (8486.71 ft). Kick di sumur "TGW-001" ditandai dengan laju penembusan yang tiba-tiba naik (*drilling break*), turunnya nilai  $d^{-exponent}$  yang menandakan formasi bertekanan tinggi, dan adanya kandungan gas yang tinggi pada lumpur. Penyebab terjadinya *kick* adalah pemboran menembus zona formasi bertekanan tinggi. Tekanan hidrodinamik sebesar 4550 psi dan tekanan hidrostatik sebesar 3932 psi sehingga tidak dapat menahan tekanan formasi sebesar 4792 psi. Ketika sumur ditutup dan dicek tekanan *drill pipe* dan tekanan *casing*, diperoleh harga SIDP sebesar 860 psi, dan SICP sebesar 1000 psi. Lithologi pada kedalaman 8486.71 ft berupa peselingan batupasir kuarsa dan batulempung lanauan.

*Well kick* adalah peristiwa masuknya fluida formasi kedalam lubang sumur. Menurut W.C. Goins Jr. dan G.L. Ables (1982) beberapa penyebab terjadinya *kick* adalah pemboran menembus *shallow gas*, adanya efek *swabbing* dan *lost circulation*. Untuk mencegah problem dapat digunakan konsep *well integrity*. *Well integrity* adalah suatu metode pekerjaan yang diterapkan untuk mencegah terjadinya invasi fluida formasi kedalam lubang bor ataupun lubang sumur. Untuk menjaga integritas sumur ini maka dibutuhkan komponen-komponen *well barrier* yang berbeda-beda pada setiap tahapan kegiatan operasi pemboran. T.C. da Foresca et.al. (2013) membahas mengenai penerapan *well integrity* pada pekerjaan *workover* sedangkan Jamal Al-Ashshab (2013) memberikan gambaran mengenai *well integrity* saat tahapan produksi. Apabila *kick* terjadi, metode penanggulangan *well kick* yang paling sering digunakan adalah metode *driller* dan *wait and weight (engineer)* dengan satu kali sirkulasi. Rana S Roy et.al, (2007), telah membandingkan kekurangan dan kelebihan dua metode tersebut. Untuk perhitungan penanggulangan *well kick* dapat dilakukan secara manual maupun menggunakan *software*. Pada tulisan ini analisa penyebab terjadinya *kick* didekati dengan konsep *primary well barrier* dan *secondary* pada *well integrity*, sehinggaantisipasi pencegahan untuk sumur yang akan datang dapat dilakukan.



## METODOLOGI

Penelitian ini dimulai dengan mengetahui besaran parameter pemboran (seperti ROP, WOB, RPM), jenis dan sifat fisik lumpur, *mud of test*, *leak of test*, dan analisa terhadap *shut in casing pressure* dan pompa (seperti kapasitas pompa, *stroke per minute*, *gallon per minute*, *stand pump pressure*, panjang *stroke*, diameter pompa, *output* pompa). Kemudian dilakukan analisa tanda-tanda terjadinya *kick* sehingga diketahui penyebab terjadinya *kick*. Langkah selanjutnya adalah penerapan *well integrity* terhadap penyebab terjadinya *kick* dan analisa pencegahan, serta perhitungan penanggulangannya. Metode penganggulangan *kick* pada kasus ini menggunakan metode *wait and weight (engineer method)* dengan satu kali sirkulasi menggunakan lumpur berat yang baru.

### 1. Teori Dasar

#### 1.1. *Well Integrity*

*Well integrity* adalah suatu analisa sumur secara keseluruhan yang bertujuan untuk mengoptimalkan laju produksi dan pencegahan problem selama operasi sumur, yaitu adanya invasi fluida yang tidak diinginkan untuk masuk kedalam sumur dan terproduksi ke permukaan.

Untuk dapat membentuk suatu integritas sumur yang baik, maka diperlukan elemen-elemen *well barrier (boundary)* yang berfungsi menjaga sumur agar tetap dalam kondisi aman dan mencegah terjadinya permasalahan pada sumur.

#### 1.2. *Primary Barrier*

*Primary barrier* adalah *barrier* yang letaknya paling dekat dengan formasi dan hidrokarbon bertekanan. Fungsi utamanya adalah untuk menjaga *well integrity* dan mencegah invasi fluida yang tidak diinginkan. *Primary barrier* pada saat operasi pemboran adalah sistem lumpur atau fluida pemboran yang kita gunakan meliputi densitas dan tekanan pompa yang akan berpengaruh terhadap tekanan hidrostatik (Ph) dan tekanan hidrodinamik (Phd). Ph dan Phd ini harus lebih besar dari tekanan formasi (Pf) dan lebih kecil dari tekanan rekah formasi (Prf).

#### 1.3. *Secondary Barrier*

*Secondary barrier* adalah *barrier* yang letaknya relatif lebih jauh dari formasi dan hidrokarbon bertekanan. Fungsinya adalah sebagai *barrier* pengganti apabila *primary barrier* gagal untuk menjalankan fungsinya.

Umumnya *secondary barrier* ini adalah berupa alat atau *equipment*. *Secondary barrier* pada saat *kick* adalah *blow out preventer (BOP)*, pompa, dan ketersediaan barite di lapangan.

##### 1.3.1. *Blow Out Preventer*

Blow out preventer (BOP) merupakan secondary well barrier pada saat pemboran. Ketika  $Phd < Pf$  dan *kick* terjadi, BOP harus segera ditutup untuk menahan tekanan dari lubang bor.

##### **BOP Stack**

BOP *stack* merupakan bagian-bagian dari rangkaian BOP yang berfungsi untuk menutup sumur baik saat ada rangkaian pipa bor ataupun tidak. BOP *stack* terdiri dari beberapa bagian, yaitu:

##### **a. Annular Preventer**

Berada paling atas pada susunan BOP. Annular preventer berisi rubber packing element yang dapat menutup lubang annulus baik lubang dalam keadaan kosong ataupun ada rangkaian pipa bor.

##### **b. Ram Preventer**

*Ram preventer* digunakan untuk menutup lubang annulus untuk ukuran pipa tertentu, baik pada keadaan ada pipa bor atau tidak ada pipa bor. Ram preventer ini terdiri dari *pipe ram* (digunakan untuk menutup lubang bor saat ada rangkaian), *blind ram* (digunakan untuk



menutup lubang bor saat tidak ada rangkaian), dan *shear ram* (digunakan untuk memotong rangkaian).

### c. Drilling Spools

Terletak diantara preventer. Berfungsi sebagai tempat pemasangan choke line (yang mensirkulasikan kick keluar dari lubang bor) dan kill line (yang memompakan lumpur berat). **d. Casing Head**

### Casing Head

Merupakan alat tambahan pada bagian atas casing yang berfungsi sebagai pondasi BOP stack dan sebagai tempat mengantungkan casing saat operasi running casing.

### Accumulator

Berfungsi untuk menutup BOP stack. Unit ini dapat dihidupkan dari remote panel yang terletak di dekat lantai bor atau dari accumulator panel yang jaraknya kira-kira 50-100 meter dari menara pemboran.

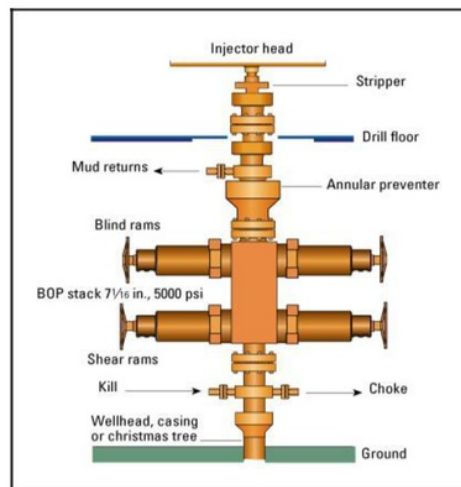
### Sistem Pendukung

#### a. Choke Line

Bekerja pada BOP stack dengan high pressure line, disebut choke line yang dapat memindahkan aliran lumpur bor saat terjadi kick.

#### b. Kill Line

Kill line bekerja pada BOP stack biasanya berlawanan langsung dengan choke manifold (dan choke line). Lumpur berat dipompakan melalui kill line ke dalam lubang bor sampai tekanan hidrostatik lumpur mampu mengimbangi tekanan formasi.



Gambar 1. Blow Out Preventer<sup>(5)</sup>

### 1.3.2. Pump Pressure

Tekanan Pompa merupakan salah satu secondary well barrier pada saat kick. Pada kondisi pengeboran sedang terjadi, tekanan yang berperan adalah tekanan hidrodinamik. Ketika tekanan hidrodinamik lebih kecil dibanding tekanan formasi, maka kick akan terjadi. Ketika kick terjadi, sumur ditutup dan tekanan pompa akan berperan untuk membantu tekanan hidrostatik menahan tekanan formasi. Oleh sebab itu, pengetahuan mengenai spesifikasi pompa sangatlah penting sebelum menentukan jenis pompa yang akan digunakan.





### 1.3.3. Ketersediaan Barite Di Lapangan

Barite merupakan additif yang digunakan untuk menaikkan densitas lumpur. Ketersediaan barite di lapangan merupakan faktor penting saat penanggulangan kick. Ketika kick terjadi, barite akan ditambahkan kedalam lumpur agar densitas lumpur naik, sehingga tekanan hidrostatik menjadi lebih besar.

Ketersediaan barite di lapangan ini akan berpengaruh dalam pemilihan metode penanggulangan *kick*. Apabila barite tidak tersedia di lapangan, maka metode *driller* akan lebih cocok dipakai sambil menunggu pengiriman barite. Tetapi apabila barite tersedia di lapangan maka metode *wait and weight* akan lebih cocok digunakan karena waktu penanggulangan *kick* akan lebih singkat dibanding metode *driller*.

#### 1 Metode Wait and Weight

Cara ini sering juga disebut "One Circulation Method" atau juga "Engineer's Method".

Intinya adalah :

- "Wait" atau tunggu, selama membuat lumpur berat.
- Sirkulasikan cairan kick keluar dari lubang bor dengan lumpur berat.

Dalam hal ini perlu dicatat, bahwa tekanan di annulus berkurang dibanding dengan *driller's method* karena pada tahap kedua lumpur berat telah masuk ke dalam annulus.

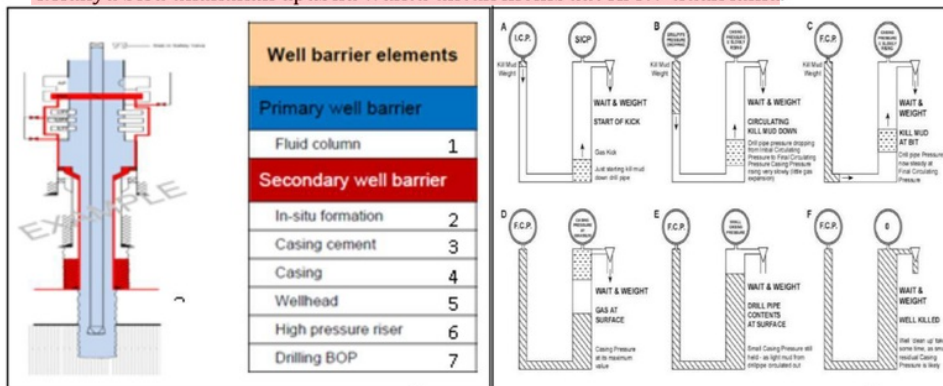
Secara prinsip pelaksanaannya adalah sebagai berikut, setelah sumur ditutup, dilakukan pembuatan lumpur baru, kemudian kick dikeluarkan dengan lumpur baru tersebut. Prosedur mengatasi kick dengan metode *wait and weight* dapat dilihat pada Gambar 2. Metode ini memerlukan waktu yang paling sedikit dan tetap menjaga tekanan di permukaan lebih rendah bila dibandingkan metode-metode yang lain. Kelakuan tekanan pada metode *wait and weight*

perlihatkan pada Gambar 2.

Keuntungan dengan metode *Engineer* adalah :

- Hanya sekali dilakukan sirkulasi sekaligus dengan lumpur berat.
- Membutuhkan waktu lebih sedikit.

- Memerlukan waktu "wait" untuk membuat lumpur berat (KMW).
- Diperlukan peralatan dan tenaga dengan cepat untuk membuat lumpur baru, juga telah tersedianya barite di lapangan.
- Semakin lama waktu menunggu membuat lumpur baru, semakin banyak influx yang masuk kedalam sumur.
- Hanya bisa dilakukan apabila waktu untuk membuat KMW tidak lama.



Gambar 2. Well Barrier Saat Pemboran<sup>(4)</sup> Gambar 3. Prosedur mengatasi kick "engineer"<sup>(1)</sup>



**HASIL DAN PEMBAHASAN****Perhitungan**

1. Perhitungan nilai *d*-eksponen dan tekanan formasi pada kedalaman terjadinya *kick*, yaitu

a) *d*-eksponen

$$d = \frac{60}{\log \frac{1.240177 \times 10^{12} \times 1.27}{\dots}} \dots \dots \dots (1)$$

$$=$$

$$= 0.91$$

$$dcs = d \dots \dots \dots (2)$$

$$= 0.91 \dots$$

$$= 0.92$$

Perhitungan nilai *d*-exponen untuk kedalaman lain juga dihitung dengan rumus yang sama dan dimasukkan kedalam tabel (**Lampiran B**) agar dapat di plot kedalam grafik *d*-exponent vs depth (**Gambar 4a**).

b) Perhitungan tekanan formasi dengan pendekatan nilai SIDP = 860 psi dengan

$$Pf = SIDP + (0.052 \times MW \times D) \dots \dots \dots (3)$$

$$= 860 + (0.052 \times 8.91 \times 8486.71)$$

$$= 4792 \text{ psi}$$

2. Perhitungan tekanan pompa lama

P Loss Surface	= 32 psi	
P Loss Drillstring	= 1131 psi	
P Loss Bit	= 444 psi	
P loss Annulus	= 142 psi	
Total P Loss	= 1749 psi	
P Pompa Minimum	= Total Pressure Loss	.....(4)
	= 1749 psi	

3. Perhitungan tekanan hidrostatik lumpur dan tekanan hidrodinamis pada saat terjadi *kick*

$$Ph = 0.052 \times OMW \times D \dots \dots \dots (5)$$

$$= 0.052 \times 8.91 \text{ ppg} \times 8486.71 \text{ ft}$$

$$= 3932 \text{ psi}$$

$$Phd = Ph + (\text{Pump Pressure} - \text{P Loss Drillstring})$$

$$= 3932 + (1749 - 1131)$$

$$= 4550 \text{ psi}$$

4. Perhitungan Tekanan Rekah Formasi menggunakan data MOT (*Mud Of Test*)

▪ Menghitung Bottom Hole Pressure test pada saat MOT

$$BHP = P \text{ surface test MOT} + Ph \text{ MW test} \dots \dots \dots (6)$$

$$= 3800 + (0.052 \times 8.91 \times 8390.24)$$

$$= 7687 \text{ psi}$$

▪ Menghitung Gradien Tekanan Rekah pada saat MOT test

$$Grf = \dots \dots \dots (7)$$

$$= \dots$$

$$= 0.92 \text{ psi/ft}$$



- Menghitung Tekanan Rekah Formasi saat terjadi *kick* pada kedalaman 8486.71 ft
 
$$\begin{aligned} \text{Prf} &= \text{Grf} \times \text{Depth} \\ &= 0.92 \text{ psi/ft} \times 8486.71 \text{ ft} \dots\dots\dots(9) \\ &= 7807.77 \text{ psi} \end{aligned}$$
  
- 5. Menghitung *Kill Mud Weight*

$$\begin{aligned} \text{KMW}_{\text{c}} &= \frac{0.052 \times \text{Prf}}{1.0 - 0.052} + \text{OMW} \times \text{SF} \dots\dots\dots(8) \\ &= 11.08 \text{ ppg} \end{aligned}$$
  
- 6. Menentukan tekanan hidrostatik lumpur baru untuk *killing well*

$$\begin{aligned} \text{Ph KMW} &= 0.052 \times \text{KMW} \times \text{D} \\ &= 0.052 \times 11.08 \times 8486.71 \\ &= 4890 \text{ psi} \end{aligned}$$

Menghitung *Equivalent Circulating Density (ECD)* dengan mud weight 11.08 ppg

$$\begin{aligned} \text{ECD} &= \text{MWin} + \frac{0.052 \times \text{Ph KMW}}{1.0 - 0.052} \dots\dots\dots(9) \\ &= 11.08 \text{ ppg} + \frac{0.052 \times 4890}{1.0 - 0.052} \\ &= 11.85 \text{ ppg} \end{aligned}$$
  
- 7. Menghitung tekanan pompa yang harus digunakan agar *kick* tertanggulangi
 
$$\begin{aligned} \text{Phd KMW} &= 0.052 \times \text{ECD} \times \text{D} \\ &= 0.052 \times 11.85 \times 8486.71 \\ &= 5230 \text{ psi} \\ &= 1749 + (5230 - 4792) \\ &= 2083 \end{aligned}$$
  
- 8. Menghitung waktu sirkulasi yang dibutuhkan untuk penanggulangan *kick*
  - Waktu sirkulasi dari surface to bit berdasarkan stroke pompa
 
$$\begin{aligned} \text{Waktu} &= \frac{44850}{60} \dots\dots\dots(10) \\ &= 747.5 \text{ menit} \\ &= 12 \text{ menit} \end{aligned}$$
  
  - Waktu sirkulasi dari bit to surface berdasarkan stroke pompa
 
$$\begin{aligned} \text{Waktu} &= \frac{44850}{60} \dots\dots\dots(11) \\ &= 747.5 \text{ menit} \\ &= 12 \text{ menit} \end{aligned}$$
  
- 9. Analisa Proses Penanggulangan *Kick*

$$\begin{aligned} \text{SIDP setelah killing well} &= \text{Pf} - \text{Ph KMW} \dots\dots\dots(12) \\ &= 4792.06 \text{ psi} - 4889.7 \text{ psi} \\ &= -97.64 \text{ psi} \end{aligned}$$

### Pembahasan

Pada sumur eksplorasi "TGW -001" Lapangan *West Gantar* telah terjadi *kick* pada kedalaman 8486.71 ft. *Kick* ditandai dengan laju penembusan yang tiba-tiba naik (*drilling break*), turunnya nilai *d*-exponent, dan adanya kandungan gas yang tinggi pada lumpur. Kejadian *kick* ini disebabkan karena kegagalan *primary well barrier* yaitu densitas lumpur terlalu kecil sehingga tekanan hidrostatik yang dihasilkan kecil dan *secondary well barrier* berupa tekanan

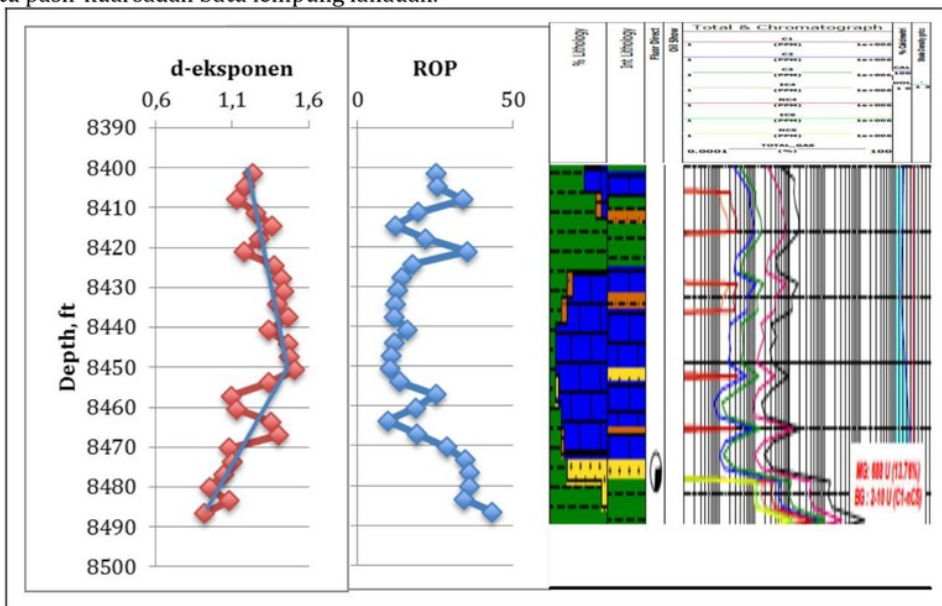




pompa yang digunakan juga terlalu kecil sehingga baik tekanan hidrostatik maupun tekanan hidrodinamik lumpur tidak mampu mengimbangi tekanan formasi. Dari hasil perhitungan tekanan formasi pada kedalaman 8486.71 ft, didapati harga tekanan formasi sebesar 4792 psi, sedangkan tekanan hidrodinamik sebesar 4550 psi dan harga tekanan hidrostatik pada waktu itu sebesar 3932 psi.

#### Identifikasi Penyebab Terjadinya Kick

Kegagalan *primary well barrier* disebabkan karena terjadi kesalahan dalam memprediksi tekanan formasi. Tekanan formasi yang diprediksi hanya sebesar 3832 psi ternyata pada kenyataannya sebesar 4792 psi. Hal tersebut membuat densitas lumpur sebesar 8.91 yang diperhitungkan dapat menghasilkan tekanan hidrostatik sebesar 3932 psi dan dapat menahan tekanan formasi gagal sehingga terjadi *kick*. Bahkan *kick* juga terjadi saat kondisi pompa hidup dengan tekanan pompa sebesar 1749 psi. Dapat dilihat pada **Gambar 4a** yaitu grafik d-exponent dan **Gambar 4b** yaitu grafik ROP vs kedalaman bahwa nilai d-exponent mulai turun dan terjadi peningkatan laju penembusan (ROP) pada kedalaman 8450.65 ft – 8486.71 ft. Penurunan nilai d-exponen dan kenaikan ROP ini menandakan bahwa formasi yang ditembus memiliki tekanan yang tinggi. Hal tersebut juga dibuktikan dengan data mud log pada **Gambar 4c** pada pembacaan kurva *chromatograph* di kedalaman 8486.71 ft bahwa adanya kandungan gas sebesar 688 unit atau setara dengan 137600 ppm dan menyebabkan tekanan formasi menjadi tinggi. Dari interval kedalamannya dapat diketahui bahwa *kick* terjadi pada kedalaman 8486.71 ft terjadi pada saat pahat sedang menembus Formasi Cibulakan Bawah. Lithologi batuannya berupa perselingan batu pasir kuarsadan batu lempung lanauan.



Gambar 4a. Grafik d-eksponen vs Depth, Gambar 4b. Grafik ROP vs Depth, Gambar 4c. Mud Log

#### Kegagalan Primary Well Barrier

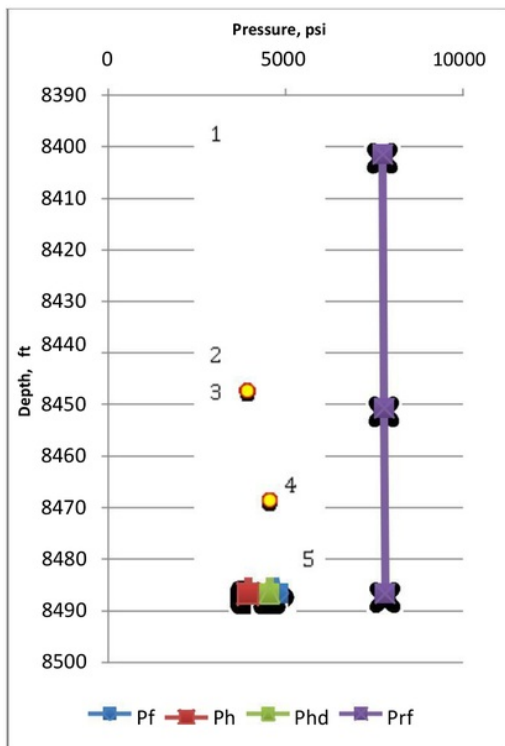
Pada kedalaman 8401,46 ft tekanan formasi sebesar 3763 psi. Dengan densitas lumpur sebesar 8.91 ppg, tekanan hidrostatik yang dihasilkan sebesar 3894 psi dan dengan tekanan pompa sebesar 1749 psi, tekanan hidrodinamik yang dihasilkan sebesar 4550 psi. Tekanan rekah formasi pada kedalaman 8401.46 ft sebesar 7704 psi. Kondisi di kedalaman ini tekanan formasi lebih kecil dari ph, phd, dan prf. Kondisi *primary well barrier* aman dan tidak ada fluida formasi yang masuk kedalam lubang bor. Kondisi yang aman ini terus berjalan hingga kedalaman 8450.65 ft. Pada kedalaman ini, mulai tekanan formasi berangsur-angsur naik hingga





kedalaman 8455.1 ft, Pada kedalaman ini,  $p_f = p_h$ , pada kondisi ini *primary well barrier* yaitu densitas lumpur sudah tidak mampu lagi mengimbangi tekanan formasi dan berpotensi terjadi kick pada saat pompa dimatikan. Pada kedalaman 8479.83ft kondisi diperburuk dengan  $p_{hd} = p_f$ , pada kondisi ini semua *primary well barrier* sudah gagal mempertahankan integritas sumur sehingga *kick* sudah terjadi. Gejala ini ditunjukkan dengan menurunnya nilai  $d$ -ekspansi, naiknya laju pemboran seperti yang sudah diungkapkan diatas. Hingga pada kedalaman 8486.71 ft telah terjadi *warning condition* dengan penambahan volume lumpur di *mud pit* dan adanya gelembung gas pada lumpur yang menandakan hidrokarbon gas telah mencapai ke permukaan. Peringatan ini disikapi dengan langkah menutup sumur, yaitu mematikan tekanan pompa, mengangkat rangkaian hingga *drill pipe* di lantai bor dan menutup BOP sebagai *secondary well barrier* kemudian dicatat besarnya SIDP dan SICP. Dari data perhitungan parameter SIDP, SICP dan densitas lumpur lama, diketahui  $p_f$  sudah mencapai 4792 psi. Kegagalan *primary well barrier* baik densitas lumpur maupun tekanan pompa menyebabkan besarnya  $p_h$  dan  $p_{hd}$  dibawah tekanan formasi. Hal ini terjadi karena prediksi tekanan formasi yang tidak tepat karena kondisi sumur merupakan sumur eksplorasi. Untuk mencegah hal ini terjadi, semestinya densitas lumpur yang digunakan sebesar 11.08 ppg dan tekanan pompa sebesar 2083 psi sehingga dapat mencegah terjadinya kick baik pada kondisi pompa mati maupun pompa hidup.

**Tabel 1. Tabel well barrier pada analisa penyebab terjadinya kick**



**Gambar 5. Analisa tekanan pada evaluasi primary dan secondary well barrier terhadap terjadinya kick**

Depth, ft	Pf, psi	Ph, psi	Phd, psi	Keterangan
8401.46	3763	3894	4505	$P_f < P_h < P_{hd}$ , aman
8450.65	3785	3917	4530	$P_f < P_h < P_{hd}$ , aman
8455.1	3918	3918	4531	$P_f = P_h$ , berpotensi terjadi <i>kick</i> saat pompa dimatikan
8479.83	4544	3929	4544	$P_f = P_{hd}$ , sudah terjadi <i>kick</i> saat pompa mati dan berpotensi terjadi <i>kick</i> saat pompa hidup
8486.71	4792	3933	4550	$P_h < P_{hd} < P_f$ , <i>kick</i> terjadi baik saat pompa mati maupun hidup

### Penanggulangan Well Kick



Pada penanggulangan *well kick* ini dilakukan perhitungan kembali tekanan formasi sebesar 4792 psi dan densitas lumpur baru yang disiapkan sebesar 11.08 ppg. Untuk menaikkan densitas lumpur dari 8.91 ppg menjadi 11.08 ppg, diperlukan penambahan barite sebanyak 830 sack. Dengan menggunakan metode *engineer*, maka dilakukan dengan satu kali sirkulasi lumpur berat sebanyak 624 bbl dengan besarnya ICP 1210 psi dan dengan total pemompaan 35 menit semua lubang bor telah terisi oleh lumpur berat. Pada saat ini tekanan pompa dimatikan dan dari pengujian *flow* tidak ada aliran yang keluar dan pencatatan SIDP, SICP = 0 penanggulangan *well kick* berhasil.

#### KESIMPULAN

Dari hasil evaluasi dan pembahasan yang telah dilakukan dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

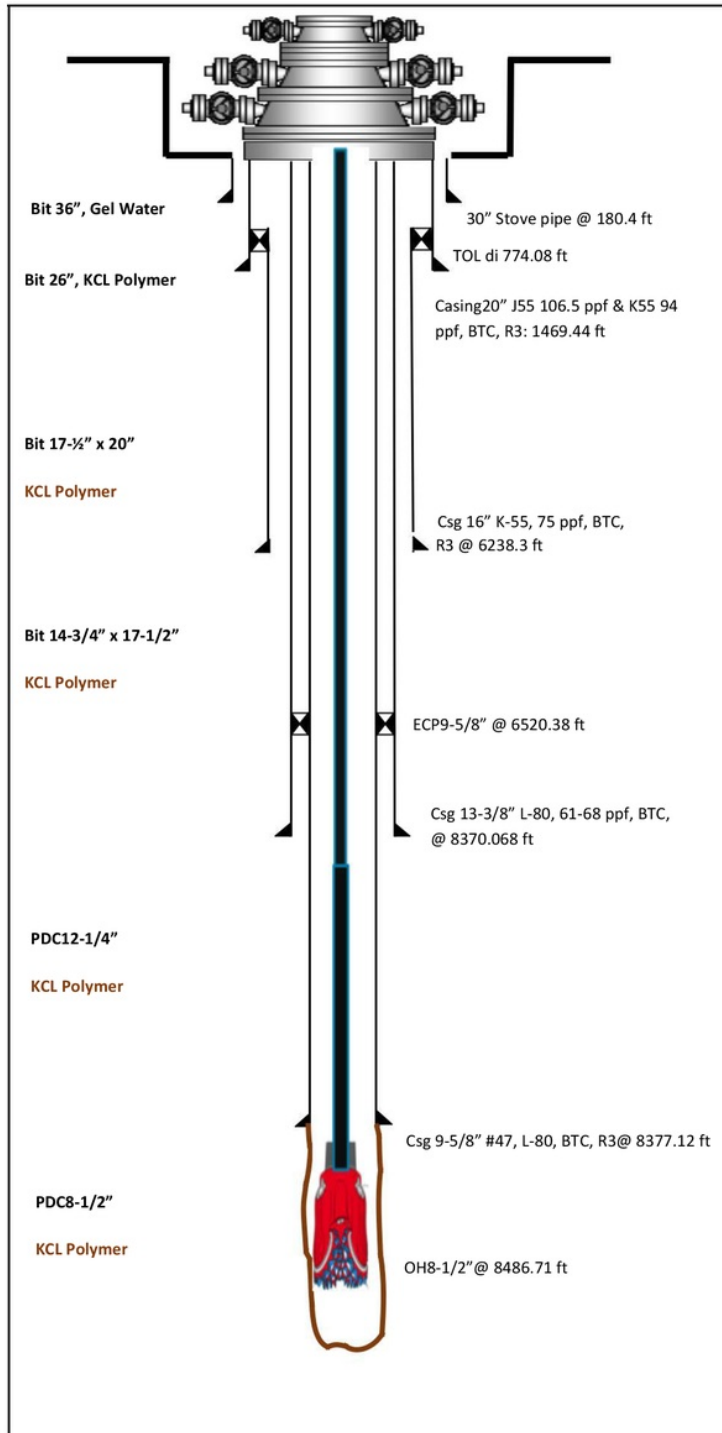
1. Pada sumur "TGW-001" lapangan *West Gantar* terjadi *kick* saat pemboran mencapai di kedalaman 8484.71 ft trayek 8 ½".
2. *Kick* ditandai dengan laju penembusan yang tiba-tiba naik (*drilling break*), adanya kandungan gas yang tinggi pada lumpur dan turunnya nilai d-exponent.
3. Analisa penyebab terjadinya *kick* adalah karena kegagalan *primary well barrier* yang berupa densitas lumpur dan *secondary well barrier* yang berupa tekanan pompa terlalu kecil, sehingga tekanan hidrostatik sebesar 3932 psi dan tekanan hidrodinamik sebesar 4550 psi lebih kecil dari tekanan formasi sebesar 4792 psi.
4. Pencegahan *well kick* dapat dilakukan dengan menaikkan densitas lumpur sebagai *primary well barrier* menjadi 11.08 ppg sehingga tekanan hidrostatik naik menjadi 4890 psi dan menaikkan tekanan pompa sebagai *secondary well barrier* menjadi 2082 psisehingga tekanan hidrodinamik naik menjadi 5230 psi dan dapat menahan tekanan formasi sebesar 4792 psi.
5. Penanggulangan *well kick* dilakukan dengan menggunakan metode Wait and Weight dengan densitas *kill mud weight* sebesar 11.08 ppg. Volume lumpur yang dipompakan sebesar 624 bbl dengan tekanan pemompaan awal sebesar 1210 psi. Total waktu yang dibutuhkan untuk memompakan lumpur adalah selama 35 menit. *Well kick* berhasil ditanggulangi yang ditandai dengan tidak adanya aliran di annulus pada saat pompa lumpur dimatikan.

#### DAFTAR PUSTAKA

- Aberdeen Drilling Schools, 2002, "*Well Control for The Rig-Site Drilling Team*", Aberdeen Drilling School Ltd, United Kingdom.
- Adam, N.J., 1980, "*Well Control Problems And Solutions*", Prentice and Records Enterprises, INC, Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
- Al-Ashhab et.al., 2004, "*Well Integrity Management System*", Zakum Development Company, Abu Dhabi.
- NORSOK Standard D-010, 2013, "*Well Integrity in Drilling and Well Operations*", Norwegian Oil and Gas Association.
- Rabia, H., 1985, "*Oil Well Drilling Engineering Principles and Practice*", Graham and Trotman, Oxford, UK.
- Robert D. Grace, 2003 "*Blow Out and Well Control Handbook*", Gulf Professional Publishing, Paris.
- Roy, Rana S., 2017, "*Driller's Method vs Wait and Weight Method: One offers distinct well control advantages*", Drilling Contractor.
- T.C. da Forensa, et.al., 2003, "*Well Integrity Analysis Applied to Workover Prediction*", Offshore Technology Conference, Rio de Janeiro.
- W.C. Goins Jr. dan G.L. Ables, 1987, "*The Causes of Shallow Gas Kicks*", SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans.



**LAMPIRAN A**  
**Profil Sumur "TGW-001"**



## LAMPIRAN B

Tabel 2.

Tekanan Formasi dan Tekanan Hidrostatik, dan Tekanan Hidrodinamik Lumpur (psi) Vs Kedalaman dan Parameter Pemboran Sumur pada Interval 8401.46 ft - 8486.71 ft Pada Trayek 8 ½" Open Hole

Depth (ft)	ROP (ft/jam)	T.RPM	WOB (Klbs)	Bit Size (inc)	dcs	Pf (psi)	Ph (psi)	Phd (psi)
8401.46	25.45	188.00	4.90	8.50	1.24	3763	3894	4505
8404.74	25.62	187.00	4.00	8.50	1.19	3764	3895	4507
8408.02	34.11	188.00	4.00	8.50	1.13	3766	3897	4509
8411.30	19.42	187.00	4.30	8.50	1.26	3767	3898	4510
8414.61	12.07	188.00	4.40	8.50	1.36	3769	3900	4511
8417.86	21.78	188.00	5.10	8.50	1.28	3770	3902	4512
8421.10	35.46	188.00	5.10	8.50	1.18	3772	3903	4514
8424.42	17.74	187.00	6.20	8.50	1.37	3773	3905	4516
8427.70	14.14	187.00	6.20	8.50	1.42	3775	3906	4518
8430.98	12.82	188.00	6.00	8.50	1.43	3776	3908	4519
8434.29	12.00	186.00	5.10	8.50	1.40	3778	3909	4520
8437.50	11.71	187.00	6.20	8.50	1.46	3779	3911	4522
8440.78	16.04	188.00	5.10	8.50	1.34	3780	3912	4524
8444.10	11.71	187.00	6.20	8.50	1.46	3782	3914	4527
8447.38	10.82	189.00	6.00	8.50	1.47	3783	3915	4529
8450.66	10.46	187.00	6.60	8.50	1.51	3785	3917	4530
8453.90	13.42	187.00	4.40	8.50	1.34	3786	3918	4531
8457.18	25.19	188.00	2.50	8.50	1.09	3788	3920	4533
8460.46	18.66	188.00	2.30	8.50	1.13	3789	3921	4535
8463.74	9.61	187.00	3.60	8.50	1.35	3791	3923	4537
8467.02	19.06	188.00	7.10	8.50	1.40	3792	3924	4539
8470.30	28.67	187.00	2.70	8.50	1.08	3794	3926	4541
8473.58	34.67	187.00	3.50	8.50	1.10	3795	3927	4542
8476.86	35.98	188.00	2.70	8.50	1.04	3797	3929	4544
8480.18	36.11	188.00	1.60	8.50	0.95	3798	3930	4546
8483.46	34.21	188.00	3.10	8.50	1.08	3800	3932	4548
8486.70	43.30	171.00	1.70	8.50	0.92	4792	3933	4550





# Analisa Well Integerity Pada Penyebab Terjadinya Kick dan Penanggulangannya Studi Kasus Sumur TWG-001

---

## ORIGINALITY REPORT

---

4%

SIMILARITY INDEX

4%

INTERNET SOURCES

0%

PUBLICATIONS

0%

STUDENT PAPERS

---

## PRIMARY SOURCES

---

1

[media.neliti.com](#)

Internet Source

4%

---

Exclude quotes On

Exclude matches < 2%

Exclude bibliography On