

OPTIMASI HIDROLIKA SUMUR “SH” LAPANGAN “U” KALIMANTAN TIMUR DENGAN METODE *BIT HYDROULIC HORSE POWER*

Sri Haryono

Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Proklamasi 45

Corresponding author, email : aafaga@gmail.com

Abstrak

Lapangan “U” ditempatkan di Cekungan Tarakan, yang merupakan salah satu daerah cekungan hidrokarbon Kalimantan Timur. Formasi yang ditembus oleh mata bor terdiri dari batupasir, batulanau, batulempung dan batubara. Oleh karena itu, kita perlu mengatur ulang sistem lumpur pengeboran terutama pada sistem hidrolik lumpur pengeboran. Penelitian ini bertujuan untuk mengoptimalkan sistem hidrolik dalam proses pengeboran untuk sumur “SH” Lapangan “U” menggunakan metode *Bit Hydraulic Horse Power (BHHP)*. Hasil dari metode ini adalah untuk menentukan laju alir fluida *BHHP* yang optimal, daya tembus, ukuran nozzle, dan membandingkan parameter ini dengan data pengeboran aktual sebelum optimasi (data aktual) sehingga penetrasi proses pembentukan juga optimal. Berdasarkan data aktual dari semua pengeboran sumur ke 13 titik kedalaman harus dioptimalkan terutama dalam sistem pengeboran hidrolik dengan mengubah ukuran area aperture pada *nozzle* bor dan daya sesuai dengan perhitungan.

Kata kunci : *Bit Hydraulic Horse Power*, Laju Alir, *Nozzle*

Abstract

“U” Field placed on the Tarakan Basin, which is one hydrocarbon basins area of East Kalimantan. Formation that penetrated by the drill bit consist of sandstone, siltstone, clay stone and coal. Therefore, we need to rearrange the drilling mud system particularly on drilling mud hydraulics system. This study aims to optimize the hydraulic system in the process of drilling for wells “SH” Fields “U” using bit hydraulic Horse Power (BHHP) method. The output of this method are to determine the optimum BHHP fluid flow rate, penetrating power, nozzle size, and compare these parameters with the actual drill data before optimization (actual data) so that the penetration of the formation process is also optimal. Based on the actual data of all well drilling to 13 depth points must be optimized especially in the hydraulic drilling system by changing the size of the aperture area at the drill nozzle and power according to the calculation using the BHHP method.

Keywords : *Bit Hydraulic Horse Power* , Flow rate, *Nozzle*

I. Pendahuluan

Kegiatan operasional pemboran diharapkan dapat berjalan efisien dan ekonomis. Untuk itu perlu adanya perbaikan sarana yang menunjang, salah satunya adalah dengan mengevaluasi sistem hidrolika lumpur dan mengoptimasi sistem tersebut. Tujuan optimasi sistem hidrolika pada pemboran yaitu untuk mendapatkan daya (*horse-power*) *bit hydraulic* maksimum, menambah gaya impact jet, meningkatkan efek pembersihan dasar lubang bor, dan mengangkat serbuk bor dari annulus ke permukaan sehingga dapat membantu meningkatkan laju pemboran (Guan *et al.*, 2015)

Pada optimasi hidrolika, lumpur memegang peranan penting dalam operasi pemboran terutama dalam proses pembersihan *cutting* di dasar sumur dan pengangkatan *cutting* ke permukaan (Al-Kayiem *et al.*, 2010). Faktor yang mempengaruhi pengangkatan *cutting* pada sumur diantaranya:(1) kecepatan fluida di annulus sebagai

fungsi dari luas area annulus; (2) laju pemompaan yang diberikan; (3) kapasitas untuk menahan fluida yang merupakan fungsi dari *rheology* lumpur pemboran (densitas lumpur, aliran laminar/turbulen, vis-kositas); (4) laju penembusan (*rate of penetration*) yang dilakukan;(5) kecepatan pemutar pipa pemboran (rpm); dan (6) ukuran partikel *cutting* (Paiaman *et al.*, 2006)

1.1. Lumpur Pemboran

Fluida pemboran adalah suatu fluida yang bersirkulasi dalam pemboran putar, yang mempunyai berbagai fungsi yang diperlukan dalam operasi pemboran. Jenis lumpur pemboran yang sesuai dengan karakteristik sumur akan mendukung keberhasilan operasi pemboran terutama pada pola aliran serta kecepatan pemboran serta keberhasilan pengangkatan *cutting* ke permukaan (Coussot *et al.*, 2004)

**OPTIMASI HIDROLIKA SUMUR “SH” LAPANGAN “U” KALIMANTAN TIMUR
DENGAN METODE BIT HYDROULIC HORSE POWER**

1.2. Rheology Lumpur Pemboran

Rheology yaitu mengetahui tentang perubahan bentuk dan aliran dari suatu jenis fluida. Sifat *rheology* ini dijelaskan dengan hubungan antara gaya dari fluida terhadap aliran dalam satuan tekanan persatuan luas (*shear stress*) dengan besarnya laju perubahan kecepatan aliran antar lapisan yang terjadi waktu fluida mengalir dalam satuan kecepatan persatuan panjang (*shear rate*) (Miguez *et al.*, 2011). *Rheology* lumpur pemboran meliputi sifat aliran dan jenis fluida pemboran. Sifat aliran meliputi aliran laminar dan aliran turbulen sedangkan jenis fluida pemboran meliputi fluida Newtonian dan non-Newtonian (Kelessidis, *et al.*, 2011). Untuk menentukan aliran tersebut turbulen atau laminar digunakan Reynold Number :

$$N_{Re} = 928 \frac{\rho V d}{\mu} \dots\dots\dots (1)$$

dimana :

- ρ = Density fluida, lbm/gal
- V = Kecepatan aliran, ft/sec
- d = Diameter pipa, in
- μ = Viskositas, cp

Dari percobaan diketahui bahwa untuk $N_{Re} > 3000$ adalah turbulen dan $N_{Re} < 2000$ adalah laminar, diantaranya adalah transisi.

1.3. Kecepatan Alir Pompa

Pada pompa lumpur pemboran, kemampuan pompa dibatasi oleh daya maksimumnya, sehingga tekanan dan kecepatan alirnya dapat berubah-ubah seperti yang ditunjukkan dalam persamaan:

$$HP = \frac{P \cdot Q}{1714} \dots\dots\dots (2)$$

dimana :

- HP = Daya yang diterima pompa dari mesin penggerak setelah dikalikan efisiensi mekanis dan *safety*, hp
- P = Tekanan Pemompaan, psi
- Q = Kecepatan alir, gpm

Bila mempunyai hp maksimum, tekanan pompa maksimum dapat dihitung bila kecepatan alir maksimum telah ditentukan dengan persamaan.

$$Q = 0.00679 \times S \times N \times (2d_{lin}^2 - d_{pist}^2) \times e \dots\dots\dots (3)$$

dimana :

- S = Panjang stroke, in
- N = Rotasi per menit, rpm

- d_{pist} = Diameter tangkai piston, in
- d_{lin} = Diameter liner, in
- e = Effisiensi volumetrik

1.4. Kecepatan Alir Anulus

Perhitungan kecepatan minimum yang diperlukan untuk mengangkat *cutting* ke permukaan (*cutting velocity*) dilakukan di anulus. Kecepatan slip adalah kecepatan minimum dimana *cutting* dapat mulai terendapkan yang merupakan pengurangan antara kecepatan lumpur dengan kecepatan dari *cutting*. $V_s = V_M - V_C$ dimana : V_s = Kecepatan slip, ft/menit V_M = Kecepatan lumpur, ft/menit V_C = Kecepatan *cutting*, ft/menit Dengan memasukkan kondisi yang biasa ditemui dalam operasi pemboran maka didapatkan kecepatan slip sebesar :

$$V_s = 92.5 \sqrt{dc \left(\frac{\rho c}{\rho m} - 1 \right)} \dots\dots\dots (4)$$

Begitu pula rate minimum yang harus dipilih sebesar:

$$Q_{min} = \left\{ 92.5 \left[dc \left(\frac{\rho c}{\rho m} - 1 \right) \right]^{0.5} + \frac{ROP}{36 \left[1 - \left(\frac{dp}{dh} \right)^2 \right] Ca} \right\} A \dots\dots\dots (5)$$

dimana:

- dc = Diameter *cutting* terbesar, in
- c = Densitas *cutting*, lb/gal
- m = Densitas lumpur, lb/gal
- V_s = Kecepatan slip, ft/min
- Q_{min} = Rate minimum, ft³/min
- ROP = Kecepatan penembusan, ft/jam
- Ca = Volume *cutting* di anulus, %
- dp = Diameter pipa, in
- dh = Diameter lubang, in
- A = Luas anulus, ft²

Menentukan kecepatan maksimum di anulus yang disebut kecepatan kritis.

$$V_{ca} = \frac{1.08 PV + 1.08 [9.3(dh - dp) Y_b^2 \rho m]^{\frac{1}{2}}}{\rho m (dh - dp)} \dots\dots\dots (6)$$

dimana:

- V_{ca} = Kecepatan kritis, ft/s
- PV = Plastic viscosity, cp
- Y_b = Yield point Bingham, lb/100 ft²

1.5. Optimasi Hidrolika

Terdapat beberapa konsep untuk mengusahakan optimalisasi hidrolika pada sistem pemboran diantaranya adalah (Guan *et al.*, 2015).

- 1) *Bit Hydraulic Horse Power* (BHHP)
Metoda ini berusaha untuk mengoptimumkan daya (*horsepower*)
- 2) *Bit Hydraulic Impact* (BHI)
Prinsip dasar dari metoda ini, menganggap bahwa semakin besar dampak (tumbukan sesaat) yang diterima batuan formasi dari lumpur yang dipancarkan dari *bit* semakin besar pula efek pembersihannya, sehingga metoda ini berusaha untuk mengoptimumkan dampak.
- 3) *Jet Velocity* (JV)
Metoda ini berusaha untuk mengoptimumkan laju pompa.

1.6. Perhitungan Optimasi

Penentuan ukuran *nozzle* yang merupakan fungsi dari densitas lumpur, rate optimum dan kehilangan tekanan di *bit* dijabarkan dalam bentuk persamaan sebagai berikut:

$$A = \left[\frac{\rho_m Q_{opt}^2}{10858 P_b} \right]^{0.5} \dots\dots\dots (7)$$

dimana :

- m = Densitas lumpur, lbm/g
- Q_{opt} = Laju optimum, gal/min
- P_b = *Pressure loss* pada *bit*, psi

II. Metodologi

Metode pengambilan data diambil secara primer yaitu pengamatan langsung dan diambil pada saat pemboran dan tertera dalam *log bore* termasuk yaitu *mud weight* fluida lumpur pemboran diukur di lapangan secara periodik dengan alat *mud balance*, ukuran lubang bor sesuai dengan diameter *bit* yang dipakai, untuk ukuran *nozzle* pada mata bor tercatat, sedangkan kedalaman sumur bor dengan panjang dari pipa yang digunakan untuk pengeboran, data tekanan dan rate pemompaan dicatat dari manometer dan barometer pada pompa lumpur yang digunakan tercatat dalam *log bore*.

Pada penelitian ini, Sumur yang di evaluasi adalah sumur “SH”, Lapangan “U” metoda optimasinya adalah menggunakan *Jet Velocity* (JV). Variabel terikatnya metode ini adalah, rasio optimasi, daya penetrasi, dan laju aliran, dan ukuran *nozzle*. Data yang diperlukan sebagai variabel bebas adalah kedalaman penetrasi, tekanan pompa, dan densitas lumpur pemboran. Langkah-langkah untuk menentukan optimasi dalam konsep JV adalah sebagai berikut : Langkah - langkah untuk menentukan optimasi adalah sebagai berikut :

a. Kondisi Tekanan Maksimum

1. Hitung kehilangan tekanan di bit.
2. Hitung rate optimum
3. Perhatikan apakah Q_{opt} lebih kecil dari rate maksimum (Q_{max}). Jika tidak terpenuhi maka, Q_{opt} = Q_{max}
4. Perhatikan apakah Q_{opt} tersebut lebih besar dari rate minimum (Q_{min}). Jika tidak terpenuhi, maka Q_{opt} = Q_{min}.
5. Hitung daya yang diperlukan di permukaan (HPs)
6. Perhatikan apakah daya yang diperlukan di permukaan (HPs) tersebut tidak lebih besar dari daya maksimum pompa (HPm). Jika tidak terpenuhi, bisa dicoba dengan kondisi daya maksimum.
7. Hitung luas *nozzle* total yang optimum .

b. Kondisi Daya Maksimum

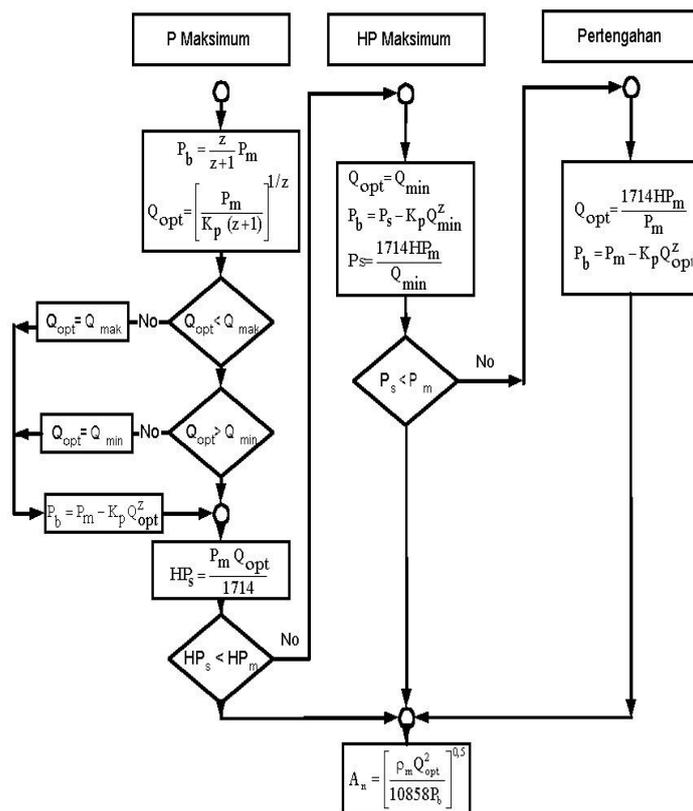
1. Hitung kehilangan tekanan di bit.
2. Hitung rate optimum (Q_{opt}) dengan persamaan : Q_{opt} = Q_{min}
3. Hitung tekanan yang diperlukan di permukaan (Ps).
4. Perhatikan apakah Ps lebih kecil dari tekanan maksimum pompa (Pm). Jika tidak terpenuhi, bisa dicoba dengan kondisi pertengahan.
5. Hitung luas *nozzle* total yang optimum.

c. Kondisi Pertengahan

1. Hitung rate optimum (Q_{opt}).
2. Hitung kehilangan tekanan di bit.
3. Hitung luas *nozzle* total yang optimum.

Diagram alir perhitungan optimasi pengeboran dengan metode *BHHP* ini dapat dilihat pada Gambar 1.

**OPTIMASI HIDROLIKA SUMUR “SH” LAPANGAN “U” KALIMANTAN TIMUR
DENGAN METODE BIT HYDROULIC HORSE POWER**



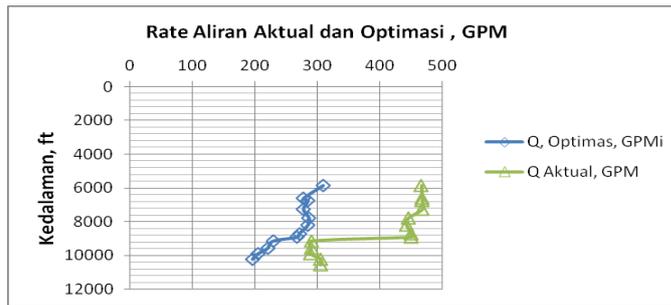
Gambar 1. Diagram Alir Penentuan Parameter Hidraulik Proses Pemboran Menggunakan Metode BHHP

III. Hasil dan Pembahasan

Optimasi sistem hidraulika pengeboran menggunakan metode *Bit Hydraulic Horse Power* (BHHP) telah membantu operator pengeboran dalam hal mengevaluasi performa *nozzle* pada mata bor (*bit*) serta mengevaluasi apakah sistem hidraulika pengeboran berjalan dengan baik atau tidak.

Gambar 2 menunjukkan perbedaan kurva laju aliran fluida pengeboran yang dibutuhkan pada sistem hidraulika pengeboran terhadap kedalaman penetrasi mata bor. Dari kurva tersebut terlihat bahwa laju aliran fluida pengeboran dengan menggunakan data aktual adalah 289 gal/min pada kedalaman penetrasi 9915 ft dan laju aliran tertinggi adalah 467 gal/min pada kedalaman penetrasi 7276 ft. Adapun menurut perhitungan optimasi menggunakan BHHP, laju aliran terendah adalah 196,19 gal/min untuk kedalaman penetrasi 10220 ft dan yang tertinggi berada pada nilai 308,66 gal/min pada kedalaman 5864 ft. Apabila

data actual laju aliran fluida pengeboran semakin mendekati nilai laju aliran fluida dari data BHHP, maka dapat dikatakan nilai laju aliran fluida tersebut mendekati nilai yang diharapkan. Besarnya penyimpangan antara data aktual dengan data metode BHHP dapat diukur melalui rasio antara laju aliran menggunakan data aktual terhadap laju aliran menggunakan metode BHHP ($(Q_{opt} / Q_{aktual}) \times 100\%$) yang ditunjukkan pada gambar 3. Dari kurva rasio tersebut, rata-rata rasio yang dicapai adalah 65,4%. artinya performa sistem hidraulika pengeboran masih dapat dikatakan baik, tetapi perlu di beberapa titik perlu diturunkan lagi laju aliran fluidanya karena nilai rasionya masih kurang dari 65% yaitu pada kedalaman penetrasi 5864 ft, 9151 ft, 9585 ft dan 9915 ft. titik kedalaman penetrasi yang paling mendekati nilai BHHP adalah pada titik 8918 ft dengan rasio laju aliran antara data aktual dan data BHI (*Bottom Hole Impact*) adalah 95,64%.



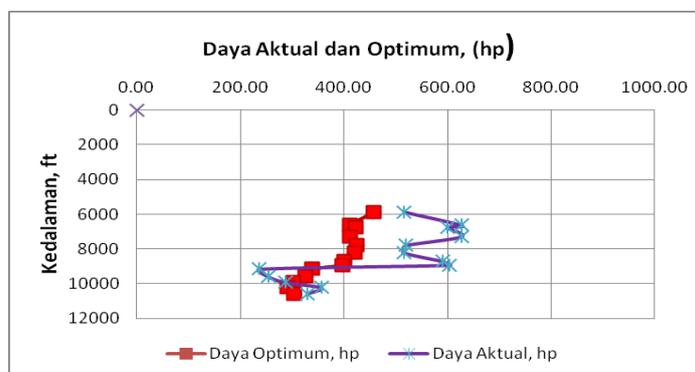
Gambar 2. Laju Aliran Lumpur Aktual dan Optimum (Hp) versus Kedalaman Lubang Bor Sumur, ft.

Gambar 3 menunjukkan kurva laju aliran fluida pengeboran terhadap kedalaman penetrasi, cara terbaik untuk mengoptimasi laju aliran pada titik-titik kurva tersebut adalah dengan cara menyesuaikan ukuran diameter atau luas lubang *nozzle* dari mata bor (*bit*) dengan ukuran yang diharapkan dalam metode *BHHP* dengan menggunakan persamaan (7) di atas. Tabel 1 di bawah menunjukkan beberapa perbandingan parameter-parameter fisika untuk sistem hidraulika pengeboran antara data actual dengan data metode *BHHP* serta nilai luasan lubang *nozzle* dari mata bor berdasarkan perhitungan metode

BHHP. Dari data pada tabel 1 tersebut, untuk kedalaman penetrasi pengeboran 6628 ft, 6753 ft, 7276 ft dan 8708 ft, 8918 ft dapat disesuaikan kembali ukuran luasan lubang *nozzle* mata bor secara berturut-turut menjadi 0,2089 in², 0,2155 in², 0,2101 in², 0,2059 in², dan 0,2033 in². Adapun daya actual ada yang kebesaran yaitu pada kedalaman 5864 ft sampai dengan 8981 ft dan kedalaman 10220 ft, 10564 ft ada juga yang lebih kecil kedalaman 9151 ft, 9585 ft dan 9915 ft, terlihat pada gambar 4.

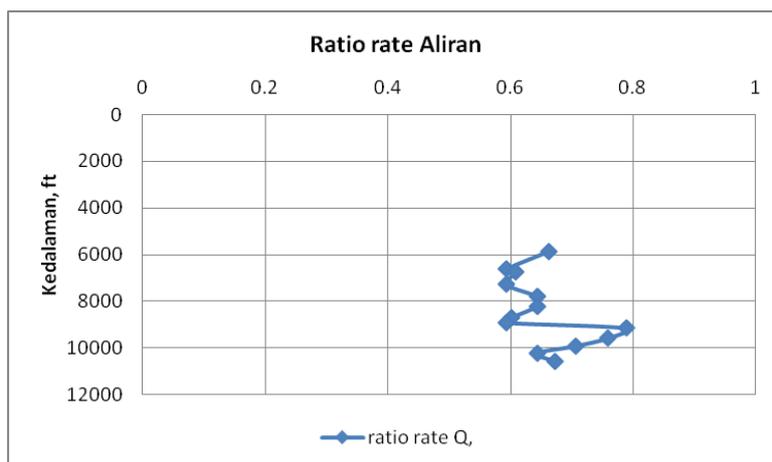
Tabel 1. Parameter Fisika Pada Sistem Hidraulika Pengeboran dengan Menggunakan Data Aktual dan Data Metode *BHHP*

No	Kedalaman (ft)	Mud Weight (lb/gal)	Ppompa (Psi)	Q Aktual (GPM)	Qopt BHHP (GPM)	Pbit aktual (Psi)	Pbit BHHP (Psi)	Daya actual (hp)	Daya optimum (hp)	Ratio Rate (%)	Nozzle BHHP (in ²)
1	5864	9.96	1900	466	308.66	1759.22	1617	516.57	457.59	66.24	0.2325
2	6628	9.96	2300	467	277.33	1863.09	1617	626.66	411.14	59.39	0.2089
3	6753	10.08	2200	467	284.47	1547.82	1617	599.42	421.72	60.91	0.2155
4	7276	10.08	2300	467	277.33	1685.79	1617	626.66	411.14	59.39	0.2101
5	7796	10.18	2000	445	286.24	1922.64	1617	519.25	424.35	64.32	0.2179
6	8206	10.16	2000	442	284.31	1818.02	1617	515.75	421.49	64.32	0.2163
7	8708	10.16	2250	450	270.61	2084.08	1617	590.72	401.18	60.14	0.2059
8	8918	10.16	2300	450	267.24	2193.97	1617	603.85	396.18	59.39	0.2033
9	9151	10.16	1400	290	228.71	1499.92	1617	236.87	339.06	78.86	0.1740
10	9585	10.49	1500	290	219.87	1684.55	1617	253.79	325.95	75.82	0.1700
11	9915	12.33	1700	289	203.98	1429.82	1617	286.64	302.41	70.58	0.1709
12	10220	12.66	2000	305	196.19	2003.92	1617	355.89	290.84	64.32	0.1666
13	10564	13.83	1850	305	205.12	855.52	1617	329.20	304.09	67.25	0.1820



Gambar 3. Grafik Rasio Laju Aliran Lumpur Bor versus Kedalaman Lobang Bor Sumur, ft.

OPTIMASI HIDROLIKA SUMUR “SH” LAPANGAN “U” KALIMANTAN TIMUR DENGAN METODE BIT HYDROULIC HORSE POWER



Gambar 4. Grafik Daya Aktual dan Optimum (Hp) Versus Kedalaman Lubang Bor Sumur, ft.

IV. Kesimpulan

Hasil evaluasi dan optimasi *Bit Hydraulic Horse Power* (BHHP) disimpulkan bahwa pada trayek semua kedalaman perlu diturunkan laju aliran lumpur pemborannya rata-rata sampai 65,4% dengan cara menyesuaikan ukuran lubang *nozzle* sesuai yang disarankan dari perhitungan metode BHHP yaitu secara berturut-turut menjadi 0,23 in², 0,20 in², 0,21 in², 0,21 in², 0,21 in², 0,20 in², 0,20 in², 0,17 in², 0,17 in², 0,16 in² dan 0,18 in². Selain itu, Konsep *BHHP* menggunakan daya yang optimum dan dari laju aliran fluida pemboran dengan nilai optimum sehingga pembersihan *cutting* dapat berlangsung dengan baik.

V. Daftar Pustaka

- Al-Kayiem, H. H., Zaki, N. M., Asyraf, M. Z., & Elfeel, M. E. 2010. *Simulation of the Cuttings Cleaning During the Drilling Operation*. *American Journal of Applied Sciences*, 7(6), 800–806.
- Coussot, P., Bertrand, F., & Herzhaft, B. 2004. *Rheological Behavior of Drilling Muds , Characterization Using MRI Visualization*. *Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP*, 59(1), 23–29.
- Guan, Z., Liu, Y., Li, Q., Xu, Y., & Pang, H. 2015. *Drilling Hydraulic Parameters Design Method under the Limited Circulating System*

Bearing Capacity Condition. *Journal of Applied Science and Engineering*, 18(3), 303–308. <http://doi.org/10.6180/jase.2015.18.3.11>

- Haryono, S., dan Widyawidura, W. 2016. *Optimasi Hidrolika Sumur X Lapangan Bunyu Kalimantan Timur dengan Metode Bit Hydraulic Impact*. *Jurnal Mekanika dan Sistem Termal*, Vol. 1(3), Desember 2016: 87-91.
- Wittig, V., Bracke, R., & Hyun-ick, Y. (2015). *Hydraulic DTH Fluid / Mud Hammers with Recirculation Capabilities to Improve ROP and Hole Cleaning For Deep , Hard Rock Geothermal Drilling*. In *Proceedings World Geothermal Congress 2015* (pp. 19–25).

- Kelessidis, V. C., Dalamarinis, P., & Maglione, R. 2011. *Experimental Study And Predictions Of Pressure Losses Of Fl Uids Modeled As Herschel – Bulkley In Concentric And Eccentric Annuli In Laminar, Transitional And Turbulent Fl Ows*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 77, 305–312. <http://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.04.004>

- Miguez, L., & Janeiro, R. De. 2011. *Hydraulic Study of Drilling Fluid Flow in Circular and Annular Tubes*. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, 5(4), 239–253. <http://doi.org/10.5419/bjjpg2011-0023>

- Noah, A. Z. 2013. *Optimizing Drilling Fluid Properties and Flow Rates for Effective Hole Cleaning at High-Angle and Horizontal Wells*. *Journal of Applied Sciences Research*, 9(1), 705–718.
- Paiaman, A. M., Al-askari, M. K. G., Salmani, B., & Masihi, M. 2006. *Effect of Drilling Fluid Properties on Rate of Penetration*. *NAFTA*, 60(3), 129–134. R. Monicard (1982) *Drilling Mud and Slurry Rheology* ISBN 2-7108-0420-4 France, 1982.
- Rubiandini. R.S., 2010. *Hydrolika Lumpur Pemboran. Handbook Drilling Engineering*. ITB Bandung 452-731.
- Saasen, A., & Løklingholm, G. 2002. *The Effect of Drilling Fluid Rheological Properties on Hole Cleaning*. In *IADC / SPE 74558 Drilling Conference* (pp. 1–5). Texas. Samsuri, A., & Hamzah, A. (2011). Water based mud lifting capacity improvement by multiwall carbon nanotubes additive. *Journal of Petroleum and Gas Engineering*, 2(5), 99–107.