

Jurnal Mekanika dan Sistem Termal (JMST)

Journal homepage: <http://e-journal.janabradra.ac.id/index.php/JMST>

Optimasi Hidrolika Sumur X Lapangan Bunyu Kalimantan Timur dengan Metode *Bit Hydraulic Impact*

Sri Haryono^{1*}, Wira Widyawidura¹

¹ Prodi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik Universitas Proklamasi 45 Yogyakarta, Jl. Proklamasi No. 1 Yogyakarta 55281

*Corresponding author :
e-mail: sriharyono@up45.ac.id

Abstract – *Bunyu 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 X Fields Bunyu using bit hydraulic impact (BHI) method. The output of this method are to determine the optimum BHI 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 actual data of well drilling there are four (4) point penetration depth (from total 13 (thirteen) point) should be optimized particularly on drilling hydraulics system by changing the size of the aperture area on the drill nozzle in accordance with the calculation using BHI method*

Keywords – *Bit hydraulic impact, Flow rate, Nozzle*

1. 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 (*horsepower*) *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; Noah, 2013)

Pada optimasi hidrolika, lumpur memegang peranan penting dalam operasi pemboran terutama dalam proses pembersihan *cutting* di dasar sumur dan pengangkatan *cutting* kepermukaan (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, viskositas); (4) laju penembusan (*rate of penetration*) yang dilakukan; (5) kecepatan pemutaran pipa pemboran (rpm); dan (6) ukuran partikel *cutting* (Paiaman et al., 2006; Samsuri et al., 2011).

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; Saasen et al., 2002).

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 laminer dan aliran turbulen sedangkan jenis fluida pemboran meliputi fluida Newtonian dan non-Newtonian (Kelessidis, et al., 2011)

Untuk menentukan aliran tersebut turbulen atau laminer digunakan Reynold Number :

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

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 laminer, 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:

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

dimana :

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

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

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

dimana

- S = Panjang *stroke*, in
- N = Rotasi per menit, rpm
- d_{pist} = Diameter tangkai piston, in
- d_{lin} = Diameter *liner*, in
- e = Efisiensi 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:

$$V_s = 92.5 \sqrt{dc \left(\frac{\rho_c}{\rho_m} - 1 \right)} \quad (5)$$

Begitu pula rate minimum yang harus dipilih sebesar:

$$Q_{min} = \left\{ 92.5 \left[dc \left(\frac{\rho_c}{\rho_m} - 1 \right) \right]^{0.5} + \frac{ROP}{36 \left[1 - \left(\frac{dp}{dh} \right)^2 \right] Ca} \right\} A \quad (6)$$

dimana:

- dc = Diameter *cutting* terbesar, in
- ρ_c = Densitas *cutting*, lb/gal
- ρ_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.

$$V_{ca} = \frac{1.08 PV + 1.08 [9.3(dh - dp) Y_b^2 \rho_m]^{1/2}}{\rho_m (dh - dp)} \quad (7)$$

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):
Mengoptimalkan 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 mengoptimalkan dampak

3) *Jet Velocity (JV)*:

Metoda ini berusaha untuk mengoptimalkan 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:

$$A = \left[\frac{\rho_m Q_{opt}^2}{10858 P_b} \right]^{0.5} \tag{8}$$

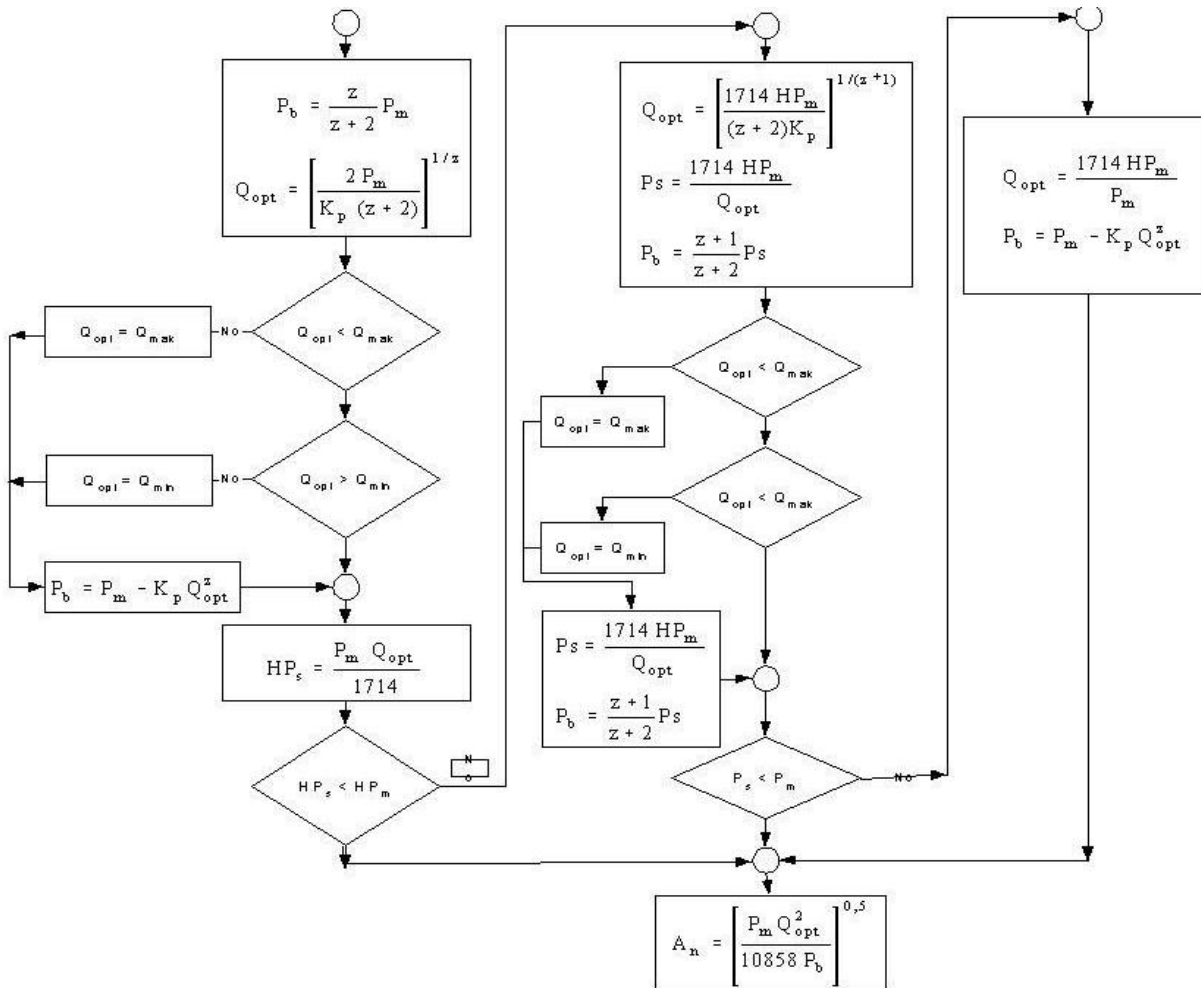
dimana :

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

2. Metode Penelitian

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 X, Lapangan Bunyu metoda optimasinya adalah menggunakan *bit hydraulic impact* (BHI). Variable 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 BHI adalah sebagai berikut (Wittig et al., 2015):



Gambar 1. Diagram alir penentuan parameter hidraulik proses pemboran menggunakan metode BHI

a. Kondisi Tekanan Maksimum

- Hitung kehilangan tekanan di *bit*
- Hitung rate optimum (Q_{opt})
- Perhatikan apakah Q_{opt} lebih kecil dari rate maksimum (Q_{mak}). Jika tidak terpenuhi, $Q_{opt} = Q_{mak}$
- Perhatikan apakah Q_{opt} tersebut lebih besar dari rate minimum (Q_{min}). Jika tidak terpenuhi, $Q_{opt} = Q_{min}$
- Hitung daya yang diperlukan di permukaan.
- Perhatikan apakah HP_s lebih kecil dari Daya pompa maksimum (HP_m). Jika tidak terpenuhi, bisa dicoba dengan kondisi yang lain.
- Hitung luas *Nozzle* total yang optimum

b. Kondisi Daya Maksimum

- Hitung rate optimum.
- Hitung tekanan yang diperlukan di permukaan (P_s).
- Hitung kehilangan tekanan di *bit*.
- Periksa Q_{opt} tidak lebih besar dari Q_{maks} ., jika tidak terpenuhi maka: $Q_{opt} = Q_{maks}$
- Periksa Q_{opt} tidak lebih kecil dari Q_{min} ., jika tidak terpenuhi maka: $Q_{opt} = Q_{min}$
- Perhatikan apakah P_s tidak lebih besar dari P_m ., jika tidak terpenuhi, coba dengan kondisi pertengahan.
- Hitung luas *Nozzle* total yang optimum

c. Kondisi Pertengahan

- Hitung rate optimum.
- Hitung kehilangan tekanan di *bit*.
- Hitung luas *Nozzle* total optimum.

Diagram alir perhitungan optimasi pengeboran dengan metode BHI ini dapat dilihat pada gambar 1 di atas.

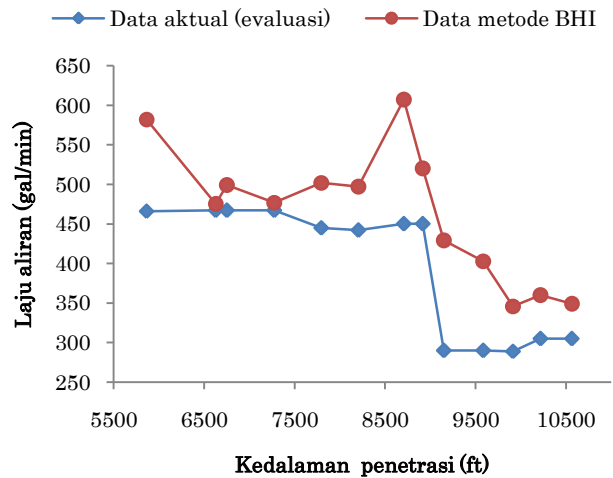
3. Hasil dan Pembahasan

Optimasi sistim hidraulika pengeboran menggunakan metode *Bit Hydraulic Impact* (BHI) 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. Adapaun menurut perhitungan optimasi menggunakan BHI, laju aliran terendah adalah 349 gal/min untuk kedalaman penetrasi 9915 ft dan yang tertinggi berada pada nilai 607 gal/min pada kedalaman 8708 ft.

Apabila data actual laju aliran fluida pengeboran semakin mendekati nilai laju aliran fluida dari data BHI, maka dapat dikatakan nilai laju aliran fluida tersebut mendekati nilai yang diharapkan. Besarnya penyimpangan antara data actual dengan data metode BHI dapat diukur melalui rasio antara laju aliran menggunakan data actual terhadap laju aliran menggunakan metode BHI ($(Q_{aktual}/Q_{opt}) \times 100\%$) yang ditunjukkan pada gambar 3.

Dari kurva rasio tersebut, rata-rata rasio yang dicapai adalah 75,4%. Artinya performa sistem hidraulika pengeboran masih dapat dikatakan baik, tetapi perlu di beberapa titik perlu ditingkatkan 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 BHI adalah pada titik 8918 ft dengan rasio laju aliran antara data aktuan dan data BHI adalah 95,64%.

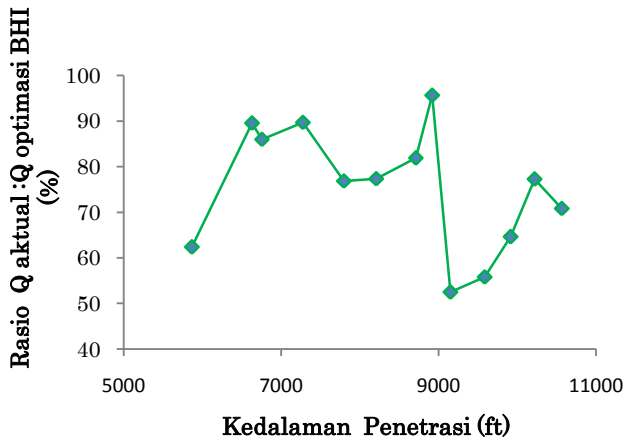


Gambar 2. kurva laju aliran fluida pengeboran terhadap kedalaman penetrasi

Cara terbaik untuk meningkatkan 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 BHI 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 BHI serta nilai luasan lubang *nozzle* dari mata bor berdasarkan perhitungan metode BHI. Dari data pada tabel 1 tersebut, untuk kedalaman penetrasi pengeboran 5864 ft, 9151 ft, 9585 ft dan 9915 ft dapat disesuaikan kembali ukuran luasan lubang *nozzle* mata bor secara berturut-turut menjadi 0,50 in², 0,38 in², 0,36 in², dan 0,31 in²

Tabel 1. Parameter fisika pada sistem hidrolika pengeboran dengan menggunakan data actual dan data metode BHI

No	Kedalaman (ft)	Mud Weight (lb/gal)	P-Pompa (psi)	Q-Aktual (gal/min)	Q-Opt. (gal/min)	P-Bit Aktual (psi)	P-Bit Optimasi (psi)	Daya-Aktual (hp)	Daya-Optimasi (hp)	Rasio Laju Alir (%)	A-Nozzle Optimasi (In ²)
1	5864	9.329	1900	466	582	983	1186	799	1281	62.37	0.50
2	6628	9.412	2300	467	475	987	1186	802	896	89.51	0.41
3	6753	9.579	2200	467	499	995	1186	809	941	85.97	0.43
4	7276	9.746	2300	467	477	995	1186	809	902	89.69	0.41
5	7796	9.746	2000	445	502	904	1186	734	955	76.86	0.44
6	8206	9.912	2000	442	497	899	1186	731	945	77.35	0.44
7	8708	9.912	2250	450	607	1447	1186	944	1153	81.87	0.53
8	8918	9.912	2500	450	520	1447	1186	944	987	95.64	0.46
9	9151	9.996	1400	290	429	717	1186	428	815	52.52	0.38
10	9585	10.246	1500	290	403	740	1186	435	779	55.84	0.36
11	9915	10.496	1700	289	346	712	1186	468	724	64.64	0.31
12	10220	10.579	2000	305	360	988	1186	590	764	77.23	0.33
13	10564	11.328	1850	305	349	783	1186	549	775	70.84	0.33



Gambar 3. Rasio laju aliran fluida pengeboran antara menggunakan data actual dengan data metode BHI

4. Kesimpulan

Hasil evaluasi dan optimasi *Bit Hydrolic Impact* (BHI) dapat disimpulkan bahwa pada trayek pada kedalaman 5864 ft, 9151 ft, 9585 ft dan 9915 ft perlu ditingkakan laju aliran lumpur pemborannya dengan cara menyesuaikan ukuran lobang *nozzle* sesuai yang disarankan dari perhitungan metode BHI yaitu secara berturut-turut menjadi 0,50 in², 0,38 in², 0,36 in², dan 0,31 in². Selain itu, Konsep BHI dapat meningkatkan laju aliran fluida pemboran sehingga dicapai nilai optimum agar pembersihan *cutting* dapat berlangsung dengan baik.

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.

Cousot, 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>

Kelessidis, V. C., Dalamarinis, P., & Maglione, R. (2011). Experimental study and predictions of pressure losses of fluids modeled as Herschel – Bulkley in concentric and eccentric annuli in laminar, transitional and turbulent flows. *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.

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.

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).