



## **Perencanaan Hidrolika Pemboran Trayek 12-1/4” dan 8-1/2” Pada Sumur NT Lapangan DZ**

**Citra Wahyuningrum**  
Universitas Bhayangkara Jakarta  
Raya, Indonesia

**Eko Prastio**  
Universitas Bhayangkara  
Jakarta Raya, Indonesia

**Bismaka Daniswara**  
Universitas Bhayangkara  
Jakarta Raya, Indonesia

---

**Corresponding author:**

Citra Wahyuningrum, Universitas  
Bhayangkara Jakarta Raya, Indonesia.  
[citra.wahyuningrum@dsn.ubharajaya.ac.id](mailto:citra.wahyuningrum@dsn.ubharajaya.ac.id)

---

**Article Info :**

**Article history:**

Received: Mei 3, 2025  
Revised: Mei 10, 2025  
Accepted: Mei 30, 2025

---

**Keywords:**

Keywords 1; Drilling  
Keywords 2; Drilling hydraulics  
Keywords 3; Cutting lifting

---

**Kata Kunci:**

Kata Kunci 1; Pemboran  
Kata Kunci 2; Hidrolika pemboran  
Kata Kunci 3; Pengangkatan cutting

---

**Abstract**

In this study, planning was carried out on development wells on Routes 12 ¼ and 8 ½. As we all know, drilling mud is one indicator of the success or failure of a drilling operation. In the previous well, the drilling fluid was not optimal so that the drill cuttings were deposited which had the potential to cause problems in drilling operations, namely pipe sticking. In the drilling hydraulics planning for the NT well in the DZ field, cutting lift was optimized using the Horse Power Per Square Inch (HSI) approach. HSI calculations were carried out to determine the efficiency of the hydraulic system by considering key parameters such as pump pressure, Total Flow Area (TFA), Pressure Loss at Bit (Pbit), Impact force at Bit (BiF), Nozzle Velocity (Vn). On the 12 ¼ inch route, the HSI value obtained was 3.2 hp/in<sup>2</sup>, thus maximizing hole cleaning efficiency, while on the 8 ½ inch route, the HSI value obtained was 2.7 hp/in<sup>2</sup>, thus providing optimal bit penetration. The HSI calculation results provide guidance to reduce the possibility of operational problems, such as pipe sticking or loss of circulation, which often occur in drilling operations in the DZ field.

---

**Abstrak**

Pada penelitian ini dilakukan perencanaan pada sumur pengembangan pada Trayek 12 ¼ dan 8 ½. Sebagaimana yang kita ketahui bersama bahwa lumpur pemboran merupakan salah satu indikator berhasil atau tidaknya suatu operasi pemboran. Pada sumur sebelumnya fluida pemboran tidak optimum sehingga serbuk bor (cutting) terendapkan yang berpotensi terjadi masalah dalam operasi pemboran yaitu jepitan pada pipa (pipe sticking). Pada perencanaan hidrolika pemboran untuk sumur NT lapangan DZ mengoptimalkan pengangkatan cutting dengan menggunakan pendekatan Horse Power Per Square inch (HSI). Perhitungan HSI dilakukan untuk menentukan efisiensi sistem hidrolika dengan mempertimbangkan parameter utama seperti tekanan pompa, Total Flow Area (TFA), Pressure Loss at Bit (Pbit), Impact force at Bit (BiF), Nozzle Velocity (Vn). Pada Trayek 12 ¼ inch, nilai HSI yang di dapatkan 3,2hp/in<sup>2</sup> sehingga memaksimalkan efisiensi pembersihan dasar lubang (hole cleaning), sedangkan pada Trayek 8 ½ inch, nilai HSI yang di dapatkan 2,7hp/in<sup>2</sup> sehingga memberikan pada penetrasi bit (bit penetration) yang optimal. Hasil perhitungan HSI memberikan panduan untuk mengurangi kemungkinan masalah operasional, seperti pipe stiking atau loss circulation, yang sering terjadi pada operasi pemboran di lapangan DZ

---

### **Pendahuluan**

Lumpur pemboran menurut (American Petroleum Institute (API) Recommended Practice (RP 13D) 2010), didefinisikan sebagai fluida lumpur sirkulasi dalam operasi pemboran berputar yang memiliki banyak variasi fungsi, dimana merupakan salah satu faktor yang berpengaruh terhadap optimalnya operasi pemboran. Lumpur pemboran adalah salah satu elemen penting dalam operasi pemboran. Pada kegiatan operasi pemboran, serpihan

bor (cutting) dihasilkan dari penggerusan pahat pemboran terhadap formasi dan jika serpih bor tidak bisa dikeluarkan akan menimbulkan penumpukkan serpih bor didasar lubang sumur. Jika hal ini terjadi maka menimbulkan permasalahan seperti pipa terjepit oleh serpih bor. (Rudi Rubiandini, 2001).

Hidrolika pemboran perlu direncanakan agar problem tersebut tidak terjadi. Perencanaan hidrolika pemboran dilakukan untuk mencegah runtuhnya lubang bor, loss circulation dan pipe sticking. Dalam perencanaan hidrolika pemboran pada sumur pengembangan yang merupakan sumur pengembangan, data - data peroleh dari sumur sekitar (*offset well*), di mana pada proposal ini data yang digunakan adalah dari sumur pengembangan sebelumnya sebagai *offset well*.

Perencanaan dilakukan pada sumur pengembangan, dikarenakan pada sumur sebelumnya masih terdapat problem yang diakibatkan oleh kurang optimalnya desain fluida lumpur pemboran, seperti adanya pengendapan cutting pada lubang bor yang dapat mengakibatkan adanya kenaikan drack dan torsi yang berpotensi terjadinya hambatan lubang bor berupa jepitan (*pipe sticking*), dan adanya design sifat fisik mud weight yang belum optimum, dilihat dari kurang optimumnya lumpur untuk membersihkan dasar lubang bor serta kurang optimumnya laju ROP (*rate of penetration*). Sehingga perlu dilakukan perencanaan hidrolika pemboran.

### Metode Penelitian

Dalam penulisan tugas akhir ini penulis melakukan evaluasi terhadap data-data yang diperoleh dari data *offset well*. Langkah evaluasi data yang dilakukan sebagai berikut:

1. Data yang didapat dari Perusahaan dipilih dan dikelompokkan berdasarkan data yang diperlukan untuk menjawab permasalahan pada Perencanaan hidrolika pemboran untuk menghitung mencari nilai output dari HSI pada Sumur gas NT lapangan DZ.
2. Data yang diperoleh oleh penulis berupa data hidrolika, data sumur, data lapangan, dan data bit serta informasi lain yang didapat saat pelaksanaan pekerjaan pemboran.

Berdasarkan data yang telah diketahui tersebut, maka akan dilakukan perhitungan HSI pada Sumur NT Lapangan DZ dengan menghitung TFA, BHH/HHP, Vn, dan BIF.

### Hasil dan Pembahasan

Rumus dan Perhitungan Pada Trayek 12 ¼ dan 8 ½

#### Total Flow Area (TFA)

Total Flow Area (TFA) dalam konteks hidrolika pemboran merujuk pada luas total area aliran fluida (biasanya lumpur pemboran atau drilling mud) melalui nozel atau bukaan di pahat pemboran (drill bit). Konsep ini penting untuk memastikan bahwa aliran fluida mencukupi untuk membersihkan lubang bor (*hole cleaning*), mengangkut serbuk bor (*cuttings*), dan mendinginkan serta melumasi pahat pemboran.

Mengitung Total Flow Area dengan menggunakan rumus di bawah ini:

$$TFA = N^2 / 1303,8$$

Hasil Perhitungan Total Flow Area:

$$\text{Trayek } 12 \frac{1}{4} : (16^2 + 16^2 + 16^2 + 16^2) / 1303,8 = 1,117 \text{ inch}^2$$

$$\text{Trayek } 8 \frac{1}{2} : (16^2 + 16^2 + 16^2 + 16^2) / 1303,8 = 0,953 \text{ inch}^2$$

#### Pressure Loss at Bit (Pb)

Pressure loss at bit adalah besarnya penurunan tekanan fluida pemboran yang terjadi saat lumpur pemboran (*drilling mud*) mengalir melalui *nozel bit* pemboran. Tekanan ini hilang akibat perubahan energi fluida ketika lumpur melewati lubang *nozel* yang sempit, dari saluran dalam pipa bor (*drill string*) menuju dasar lubang pemboran (*bottom hole*) Pressure loss bit adalah parameter penting dalam hidrolika pemboran untuk memastikan aliran lumpur yang efektif, tekanan jet optimal, dan efisiensi sistem secara keseluruhan. Nilai *pressure loss* harus dioptimalkan untuk mencapai keseimbangan antara tekanan pompa dan performa pembersihan di dasar lubang.

Mengitung Pressure Loss at Bit dengan menggunakan rumus di bawah ini:

$$Pb = \frac{p \times Q}{10858 (TFA)^2}$$

Hasil perhitungan Pressure Loss at Bit:

Trayek 12 ¼ :

$$Pb = \frac{800 \times 9,18}{10858 \times 1,117} = 485 \text{ psi}$$

Trayek 8 ½ :

$$P_h = \frac{550 \times 10}{10858 \times 0,953} = 292 \text{ psi}$$

**Bit Nozzle Velocity (Vn)**

*Bit nozzle velocity* adalah parameter penting dalam desain hidrolika pemboran, yang menentukan kecepatan fluida saat keluar dari nozel bit. Kecepatan ini berperan besar dalam efektivitas pembersihan cutting, pemecahan formasi, dan keseluruhan efisiensi pemboran. Pengaturan kecepatan *nozzle* harus disesuaikan dengan kondisi lapangan untuk mencapai hasil yang optimal.

Mengitung *Bit Nozzle Velocity* dengan menggunakan rumus di bawah ini:

$$V_n = \frac{417,2 \times Q}{(N_1)^2 + (N_2)^2 + (N_3)^2 + \dots}$$

Hasil perhitungan *Bit Nozzle Velocity*:

Trayek 12 ¼ :

$$V_n = \frac{417,2 \times 800}{(16)^2 + (16)^2 + (16)^2 + (16)^2} = 229,2 \text{ ft/sec}$$

Trayek 8 ½

$$V_n = \frac{417,2 \times 550}{(16)^2 + (16)^2 + (16)^2 + (16)^2} = 185 \text{ ft/sec}$$

**HHPB/HPB (Hydraulic Horsepower at Bit)**

Hydraulic Horsepower at Bit (HHP at Bit) adalah parameter penting untuk mengukur efisiensi daya hidrolik yang dihasilkan oleh fluida pemboran di sekitar bit. Nilai HHP yang optimal memastikan pemboran berjalan efisien, cutting terangkat dengan baik, dan tekanan jet cukup untuk memecahkan formasi. Desain dan pengoperasian sistem hidrolik harus disesuaikan untuk mencapai nilai HHP yang ideal sesuai kondisi lapangan.

Mengitung *Hydraulic Horse Power At Bit* dengan menggunakan rumus di bawah ini:

$$H_{pb} = \frac{P_{bit} \times Q}{1714}$$

Hasil perhitungan untuk *Hydraulic Horse Power at Bit*:

Trayek 12 ¼ :

$$P_b = \frac{485 \times 800}{1714} = 226 \text{ Hp}$$

Trayek 8 ½:

$$P_b = \frac{292 \times 550}{1714} = 94 \text{ Hp}$$

**Bit Impact Force (IF)**

*Bit Impact Force* adalah gaya yang dihasilkan oleh jet fluida saat mengenai dasar lubang pemboran. Parameter ini memainkan peran penting dalam mendukung proses pemotongan formasi dan pembersihan cutting. Desain nozel bit, debit fluida, dan tekanan diferensial harus disesuaikan untuk menghasilkan gaya tumbukan yang optimal sesuai dengan jenis formasi dan kondisi pemboran.

Mengitung *Bit Impact Force* dengan menggunakan rumus di bawah ini:

$$IF = \frac{(MW)(VN)(Q)}{1930}$$

Hasil perhitungan Bit *Impact Foce* (IF)

Trayek 12 ¼ :

$$IF = \frac{9,18 \times 229 \times 800}{1930} = 872,26 \text{ lbf}$$

Trayek 8 ½:

$$IF = \frac{910 \times 185 \times 550}{1930} = 526,5 \text{ lbf}$$

**Horse Power per Square Inch (HSI)**

Horse power per Square Inch (HSI) adalah ukuran penting dalam desain hidrolika pemboran untuk mengoptimalkan energi jet fluida yang diarahkan ke dasar lubang. Nilai HSI harus disesuaikan dengan jenis formasi dan kondisi pemboran untuk mencapai efisiensi pembersihan dan pemotongan yang optimal tanpa merusak peralatan atau formasi.

Mengitung horse power per square inch dengan menggunakan rumus di bawah ini:

$$HSI = \frac{HPB}{\frac{\pi}{4} \times (DH^2)}$$

Hasil perhitungan Horse Power per Square Inch (HSI):

Trayek 12 ¼ :

$$HSI = \frac{226}{\frac{\pi \times 12^2}{4}} = 1,9 \text{ hp/in}^2$$

Trayek 8 ½:

$$HSI = \frac{94}{\frac{\pi \times 8^2}{4}} = 1,7 \text{ hp/in}^2$$

**Perbandingan hasil perhitungan dengan offset well**

Dari hasil perhitungan pada uraian di atas, kemudian dibandingkan dengan data offset well, diperoleh hasil seperti terlihat pada tabel 3.1.

Tabel 3.1 Perbandingan hasil perhitungan dengan data pada offset well

Jenis Data	Trayek	Nozzle Size	TFA	Pbit	Vn	HHPB	BIF	HSI
Offset well	12 ¼	16	1,117	433,77	229,8	202,43	847,4	1,7
		12						
	8 ½	16	0,953	307,38	185,2	98,62	528,2	1,7
		14						
		13						
	Hasil Perhitungan	12 ¼	16	1,117 in <sup>2</sup>	485 psi	229,2 ft/sec	226 Hp	872,26 lbf
12								
8 ½		16	0,953 in <sup>2</sup>	292 psi	185 ft/sec	94 Hp	526,5 lbf	1,7 hp/in <sup>2</sup>
		14						
		13						

**Optimasi dengan menaikkan nilai laju pemompaan**

Dalam penelitian ini dilakukan optimasi nilai HSI dengan perubahan angka laju pemompaan, untuk trayek 12-1/4" dari angka awal 800 gpm dinaikan menjadi 950 gpm. Kemudian untuk trayek 8-1/2" dari angka awal 550 gpm dinaikan menjadi 650 gpm. Hasil perhitungan nilai HSI dapat dilihat pada Tabel 3.2.

Tabel 3.2 Perencanaan Optimasi Hidrolika Pemboran Menggunakan Laju Alir

Trayek	Parameter	Aktual	Optimasi Perencanaan Hidrolika	Satuan
12 ¼	Q	800	950	GPM
	Pbit	485	613	Psi
	Vn	229,2	257,9	Ft/sec
	HHPB	226	322	Hp
	BIF	872,26	1103,96	Lbf
	HSI	1,9	3,2	Hp/in <sup>2</sup>
8 ½	Q	550	650	GPM
	Pbit	292	408	Psi
	Vn	185	218	Ft/sec
	HHPB	94	155	Hp
	BIF	526,5	735,3	Lbf
	HSI	1,7	2,7	Hp/in <sup>2</sup>

Berdasarkan dari nilai HSI tersebut maka dapat dikatakan perencanaan hidrolika pemboran pada sumur NT lapangan DZ sudah optimal dan lebih baik dari sebelumnya karena untuk nilai hasil HSI yang baik adalah 2,5 Hp/in<sup>2</sup> sampai 5 Hp/in<sup>2</sup> (Romdon 2019).

**Kesimpulan**

Hasil perencanaan Pada Trayek 12 ¼ dengan kombinasi nozzle 4x16” dan 3x12”, TFA 1,117 in<sup>2</sup>, dan pump rate 950 Gpm. Maka di dapatkan nilai HSI 3.2 hp/in<sup>2</sup>. Sedangkan hasil perencanaan Pada Trayek 8 ½ dengan kombinasi nozzle 2x16”, 2x13”, 2x14”, TFA 0,953 in<sup>2</sup>, dan pump rate 650 Gpm. Maka di dapatkan nilai HSI 2.7 hp/in<sup>2</sup>. Angka HSI yang diperoleh dalam perencanaan ini sudah cukup baik, yaitu berada dikisaran 2,5 – 5 HP/in<sup>2</sup>.

**Daftar Pustaka**

Andreas Junianto, Andreas Junianto, Cahaya Rosyidan, and Bayu Satyawira. 2019. “Perencanaan Lumpur Pemboran Berbahan Dasar Air Pada Sumur X Lapangan Y.” PETRO:Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan 6(4):116–24. doi: 10.25105/petro.v6i4.4294.

Budirianto, Eko, Kata Kunci, Hidrolika Pemboran, and Pengangkatan Cutting. 2023. “Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy.” Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy 7(2):89–95.

Faaiziin, Bima Rizal, Program Studi, Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Desaininstitut Teknologi, D. A. N. Sains, and Bandung Kota. 2020. “Analisa Hidrolika Pemboran Menggunakan Aplikasi Pada Sumur Hokyta Lapangan Ambyar Jurnal.”

Firman Nashir Ahmadd, Abdul Hamid, Samsol. 2016. “Seminar Nasional Perencanaan Program Hidrolika Pada Sumur Eksplorasi F Di Lapangan M.” 1–23.

Frenaldo Ponggohong, Mulia Ginting, Rizki Akbar. n.d. “Evaluasi Hidrolika Pemboran Pada Pengangkatan Cutting Dalam Trayek 16 Inch Sumur F-03 Lapangan X.” PETRO:Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan. Retrieved ([https://search.app/?link=https%3A%2F%2Fjournal.trisakti.ac.id%2Findex.php%2Fpetro%2Farticle%2Fview%2F14195%2F8722&utm\\_campaign=57165-or-igacx-web-shrbtn-iga-sharing&utm\\_source=igadl%2Cigatpdl%2Csh%2Ffx%2Ffgs%2Fm%2F5](https://search.app/?link=https%3A%2F%2Fjournal.trisakti.ac.id%2Findex.php%2Fpetro%2Farticle%2Fview%2F14195%2F8722&utm_campaign=57165-or-igacx-web-shrbtn-iga-sharing&utm_source=igadl%2Cigatpdl%2Csh%2Ffx%2Ffgs%2Fm%2F5) ).

Hafizh Akil Zulfatan, Al Hafizh, Mirza Hadiansa. n.d. Pembentukan Cekungan Geologi Sumatera Utara.

Hamid, Abdul. 2016. “Petro Sudah Di Index Oleh Google Scholar Dan Ipi DAFTAR ISI.” v.

Haryono, Riky. 2019. “Evaluasi Laju Penembusan Pemboran (Rop) Melalui Hidrolika Pahat Dengan Konsep Jet Velocity Pada Lintasan 8 ½.” Universitas Islam Riau.

Kemendikbud. 2014. “Lumpur Dan Hidrolika Lumpur Pengeboran.” PK.Teknik Pengeboran Migas Lumpur Dan Hidrolika Lumpur Pemboran.

Ponggohong, Frenaldo, Ir. Mulia Ginting, MT, and Rizki Akbar, ST, MT. 2022. “Evaluasi Hidrolika Lumpur Pemboran Pada Pengangkatan Cutting Dalam Trayek 16 Inch Sumur ‘F-03’ Lapangan ‘X.’” PETRO:Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan 11(2):64–70. doi: 10.25105/petro.v11i2.14195.

Rizkina, Oleh Apriandi, and Rangga Wastu. 2022. "Modul HIDROLIKA PEMBORAN." (1). Romdon, Faisol Rizki. 2019. "Perencanaan Hidrolika Pemboran." *Majalah Ilmiah Swara Patra* 43. Rubiandini, Rudi. 2009. "Hidrolika Fluida Pemboran." 417-44. Wibowo, A. T. (2019). *Desain Lumpur Pemboran Menggunakan Additive Barite dan CMC Industri untuk Mengatasi Formasi Salinitas Tinggi*. 1-57.