

RINGKASAN

Problematika yang terjadi pada pemboran sumur AG-054 trayek 8.5 inch adalah rendahnya laju penembusan (ROP) yang hanya mencapai 65 ft/hr. beberapa faktor yang menyebabkan kecilnya laju penembusan (ROP) yaitu faktor mekanik dan hidrolis , parameter mekanik meliputi jenis pahat, *weight on bit* (WOB) dan RPM, sedangkan faktor hidrolis meliputi tekanan pompa, rate pompa, dan ukuran nozzle yang akan mempengaruhi BHHP dan cutting transport saat operasi pemboran.

Pada optimasi faktor mekanik dilakukan delapan skenario dengan menaikkan WOB, RPM dan dihitung laju penembusan (ROP) pada setiap skenario, faktor pembatas dari skenario ini adalah beban rangkaian (*Tensio, drag, torque, dan critical buckling*) serta besarnya *energy specific* yang diperlukan untuk membor trayek pada formasi ini , kemudian dari faktor mekanik yang optimum diperoleh laju penembusan yang tertinggi, laju pemboran yang tertinggi tersebut menyebabkan waktu pemboran yang lebih cepat. Apabila kapasitas rig yang digunakan , jenis dan jumlah bit yang digunakan sama, maka akan terjadi penurunan biaya pemboran akibat laju penembusan (ROP) yang lebih cepat.

Pada pemboran berarah trayek 8.5” saat menembus formasi talangakar dan lahat pada kedalaman 5154 ft – 7526 ft dengan parameter mekanik WOB 10.000 lb dan RPM 120, didapatkan rata – rata ROP sebesar 61 ft/hr dengan beban rangkaian tension 179.537 lb – 225.794 lb torque 11.000 lb.ft, semakin dalam pemboran, formasi yang ditembus juga semakin keras dan laju penembusan pun pasti akan melambat ,setelah di evaluasi dan mengoptimasi laju penembusan dengan menaikkan parameter mekanik pada kedalaman 5154 ft - 7526 ft dengan parameter WOB 23.000 lb dan RPM 155 didapatkan rata – rata ROP sebesar 155.4 ft/hr, dengan parameter rangkaian tension 179.537 lb – 225.794 lb, torque 19729 lb.ft – 28809 lb.ft dengan buckling pada 24.355 lb. sehingga cost per feet bisa di optimalisasi dari \$ 975 menjadi \$ 550.

Kata Kunci : ROP, WOB, RPM, *Directional drilling*

ABSTRAC

The problem that occurred in the drilling of the AG-054 well on the 8.5 inch route was the low penetration rate (ROP), which only reached 65 ft/hr. several factors that cause a small penetration rate (ROP), namely mechanical and hydraulic factors, mechanical parameters include the type of tool, weight on bit (WOB) and RPM, while hydraulic factors include pump pressure, pump rate, and nozzle size which will affect BHHP and cutting transport during drilling operations.

In optimizing mechanical factors, eight scenarios are carried out by increasing WOB, RPM and calculating the penetration rate (ROP) for each scenario. The limiting factor for this scenario is the circuit load (tension, drag, torque, and critical buckling) and the amount of specific energy required to drill. route in this formation, then from the optimum mechanical factor the highest penetration rate is obtained, the highest drilling rate causes a faster drilling time. If the rig capacity used, type and number of bits used are the same, there will be a reduction in drilling costs due to a faster penetration rate (ROP).

In the 8.5" oriented drilling route when penetrating the talangakar and lahat formations at a depth of 5154 ft – 7526 ft with mechanical parameters WOB 10,000 lb and RPM 120, an average ROP of 61 ft/hr is obtained with a tension circuit load of 179,537 lb – 225,794 lb torque of 11,000 lb.ft, the deeper the drilling, the formation penetrated too the harder it is and the rate of penetration will surely slow down, after evaluating and optimizing the rate of penetration by increasing the mechanical parameters at a depth of 5154 ft - 7526 ft with parameters WOB 23,000 lb and RPM 155 we get an average ROP of 155.4 ft/hr, with tension circuit parameters 179,537 lb - 225,794 lb, torque 19729 lb.ft - 28809 lb.ft with buckling at 24,355 lb. so that the cost per foot can be optimized from \$ 975 to \$ 550.

Key : Rate of penetration, WOB, RPM, Directional drilling