

ABSTRAK

Operasi pemboran yang dilakukan tidak selalu berjalan dengan lancar seperti yang diharapkan. Adakalanya terjadi masalah-masalah yang mengganggu operasi pemboran dan sangat merugikan. Secara terinci kerugian-kerugian ini meliputi kerugian terhadap waktu, peralatan, dan biaya operasi pemboran. Salah satu masalah dalam operasi pemboran berarah (*Directional Drilling*) sumur RPlapangan Y PT Pertamina EP adalah pipa terjepit (*stuck pipe*), yang maksudnya adalah pipa tidak dapat digerakkan di dalam lubang (tidak dapat diputar dan diangkat) dan adakalanya dapat diputar namun tidak dapat diangkat. Akibat dari terjepitnya pipa pemboran ini adalah terhambatnya operasi pemboran.

Metodologi yang digunakan dalam Skripsi ini adalah, pengumpulan data, dan kemudian dilakukan evaluasi penyebab pipa terjepit. Evaluasi penyebab terjadinya pipa terjepit dikaji berdasarkan beberapa aspek yaitu: Aspek lithologi batuan, Aspek geometri lubang bor apabila nilai *dogleg survey* melebihi *dogleg severity* akan menyebabkan *key seat*, Aspek susunan *rangkaian pemboran* yang digunakan, Aspek lumpur pemboran apabila besarnya harga *differential pressure* pada kedalaman titik jepit sebesar kurang dari 200 psi maka sesuai dengan batas aman yang direkomendasikan. Perhitungan pengangkatan *cutting* dikatakan optimum apabila parameter *Cutting Transport Ratio* (Ft) lebih dari 90%, *Cutting Concentration* (Ca) kurang dari 5% dan *Particle Bed Index* (PBI) sama dengan atau lebih dari 1.

Besarnya *differential pressure* pada kedalaman titik jepit sebesar 87.95 psi masih sesuai dengan batas aman yang direkomendasikan yaitu kurang dari 200 psi. Hasil perhitungan pengangkatan *cutting* pada trayek 17 ½" tidak optimum dengan harga Ft sebesar 86.13 % dan PBI sebesar 1. Dari aspek geometri lubang bor diketahui perhitungan *dogleg survey* melebihi *dogleg severity* dan menandakan adanya *keyseat*, jadi dapat disimpulkan bahwa penyebab terjadinya pipa terjepit dikarenakan terjadinya *key seat*.