

Optimasi produksi migas menggunakan reservoir dan surface facility coupling dengan efek fasilitas proses di PT. X = Oil and gas production optimization using reservoir and surface facility coupling with the effect of process facility for PT. X

Licke Ratna Dewi Ali, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20454426&lokasi=lokal>

Abstrak

Fokus dalam studi ini adalah mengerti bagaimana perilaku laju alir produksi terhadap perubahan tekanan di separator di dalam stasiun pengumpul. Di dalam model terdapat 3 stasiun pengumpul yaitu CPP, LPGF dan OTF, dimana jumlah sumur berproduksi ada 26 sumur. Selama ini pemodelan telah dibuat oleh PT. X, baik itu model reservoir, model surface facility dan model stasiun pengumpul. Model reservoir dibuat di dalam aplikasi ECLIPSE. Model surface facility dibuat di dalam aplikasi PIPESIM dan aplikasi UNISIM digunakan untuk sistem proses.

Penelitian ini membutuhkan aplikasi yang dapat dengan mudah mengkomunikasikan satu dengan yang lainnya Untuk komunikasi pemodelan reservoir, surface facility dan proses, digunakan aplikasi IAM Integrated Asset Modeler, dimana pemodelan reservoir ECLIPSE ke surface facility PIPESIM menggunakan sistem coupling sedangkan pemodelan dari surface facility PIPESIM ke sistem proses UNISIM menggunakan sistem koneksi. Sistem coupling berarti ada iterasi didalam proses kalkulasi laju alir dan tekanan di dalam aplikasinya. Sistem koneksi berarti memberikan data hasil iterasi dari coupling ke dalam aplikasi selanjutnya untuk dilakukan kalkulasi algoritma untuk mendapatkan hasil yang maksimal.

Hipotesanya bilamana tekanan separator di dalam stasiun pengumpul dikurangi, berarti ada penambahan jumlah kondensat dan gas di dalam jaringan yang dapat dijual lebih banyak lagi. Sekarang jumlah gas yang ada di dalam jaringan itu sekitar 60 MMSCFD yang dapat dijual, dan 25 MMSCFD yang masuk lagi ke dalam reservoir sebagai gas lift. Limit tekanan separator yang ingin di turunkan oleh PT. X adalah dari 22 barg ke 16 barg, yang dievaluasi lagi optimum tekanan yang paling tepat untuk pemodelan tersebut supaya tercapai produksi yang optimum.

Dari penelitian diketahui bahwa setelah tekanan MP separator diturunkan mencapai 11 barg, ada beberapa peralatan yang sudah tidak dapat berjalan dengan baik, seperti kecepatan Kompresor sudah mencapai batas desain, selain itu juga injeksi gas lift sudah berada diluar kurva gas lift. Sehingga dalam hal ini dapat disimpulkan bahwa dengan hasil peningkatan laju alir produksi minyak dan gas sebanyak 6 dan 8 sudah paling optimum dengan penurunan tekanan di MP separator sebesar 16 barg.

.....

The focus of this study is to understand how the behavior of the production flow rate to separator pressure changes in the gathering station. There are three models in the gathering station CPP, LPGF and OTF, where in the gathering station contained 26 wells into it. PT. X had made all of the modeling such as the reservoir model, the surface facility model and a gathering station process model. Reservoir model is made in the application called ECLIPSE. Model surface facility created inside PIPESIM application and UNISIM applications used for system processes gathering station.

For communicating reservoir modeling, surface facility and process, used applications IAM Integrated Asset Modeler, where reservoir modeling ECLIPSE to surface facility PIPESIM using a coupling system

moreover the communication from surface facility PIPESIM into process system UNISIM using the connection system. Coupling systems means there is iteration in the process for calculating the flow rate and pressure in its application. Connection system means providing results data from the iteration of coupling to the subsequent application to do the calculation algorithm to obtain maximum results.

The hypothesis when separator pressure at the gathering station reduced, meaning there will be additional amount of condensate and gas in the network that could sold. Currently the amount of gas that is existed in the network around 60 MMSCFD sold, and 25 MMSCFD, which went back into the reservoir as gas lift. Separator limit pressure for this method scaled by PT. X is from 22 barg to 16 barg, which should evaluated again the optimum pressure is most appropriate for the modeling in order to achieve optimum production. From the result was discovered that after putting down the MP separator pressure to 11 barg, there are some equipment was not working as usual, such as the speed of the compressor has already reach to the design speed, and the gas lift injection was already out of curve. Therefore, it concluded that the optimum oil and gas rate with 6 and 8 additional rate could be handle with MP separator pressure of 16 barg.