

RINGKASAN

***PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS* SEBAGAI DASAR PENENTUAN KARAKTERISTIK RESERVOIR DAN REKOMENDASI STIMULASI SUMUR H-02**

Oleh
Muhammad Hapiz Pandri Gunawan
NIM: 113210021
(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Sumur H-02 merupakan Sumur gas yang dieksplorasi pada tahun 2019 kemudian dilakukan DST#1, DST#2, DST#3. Pengujian DST#1 dilakukan di interval 418-458 m MD di *Basement* dan DST#2 dilakukan di interval 289-291 m MD pada Talang Akar. Diketahui DST#3 dilakukan di interval kedalaman 223-229 m MD ditemukan adanya potensi aliran gas pada Formasi Telisa dengan litologi batupasir. Pengujian DST dilakukan dengan tipe kompleksi *cased hole* dengan ukuran *tubing* 7". Berdasarkan komposisi fluida yang diperoleh diketahui didominasi dengan komponen C1 (metana) sebesar 95%, maka Sumur H-02 memiliki fluida berjenis *dry gas*.

Metodologi yang digunakan adalah pengumpulan data dan pengolahan data yang didapatkan berupa data reservoir, data produksi, dan data pendukung. Melakukan pengimputan data kedalam simulator kemudian dilanjutkan dengan menganalisa *pressure build-up* untuk mengetahui karakteristik reservoir Sumur H-02. Melakukan analisa deliverabilitas dengan simulator menggunakan metode analisa *C and N* dan LIT. Analisa LIT digunakan sebagai dasar untuk analisa nodal. Kemudian hasil interpretasi PBU digunakan sebagai *screening* pemilihan stimulasi.

Hasil interpretasi menunjukkan bahwa reservoir bersifat homogen dengan batas reservoir berbentuk *One Faults* dan ditandai oleh keberadaan tekanan yang konstan. Permeabilitas yang dihasilkan sebesar 15,9 mD tergolong rendah, dengan nilai *skin* sebesar 40 yang mengindikasikan kerusakan formasi di sekitar lubang sumur. Dari analisa deliverabilitas dengan menggunakan metode *C and N* diperoleh nilai AOFP sebesar 9,2207 Mscf/D dan metode LIT diperoleh nilai AOFP sebesar 25,2355 Mscf/D. Nilai AOFP dari metode LIT digunakan untuk analisa nodal dengan menggunakan ukuran tubing 2,785 inch diperoleh laju produksi optimum sebesar 8,2 Mscf/D dengan *pressure drop* sebesar 301,78 psia. *Screening* yang dilakukan maka direkomendasikan *hydraulic fracturing* dengan *proppant* ukuran 20/40 *OptiProp G2 SinterBall* untuk meningkatkan produktivitas sumur.

Kata kunci: *Pressure Build-Up*, permeabilitas, *skin factor*, stimulasi.

ABSTRACT

PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS AS A BASIS FOR DETERMINING RESERVOIR CHARACTERISTIC AND STIMULATION RECOMMENDATIONS FOR WELL H-02

By
Muhammad Hapiz Pandri Gunawan
NIM: 113210021
(Petroleum Engineering Undergraduated Program)

H-02 is a gas well. It was explored in 2019, after which DST#1, DST#2, and DST#3 were conducted. Testing: DST #1 was conducted in the 418–458 m MD interval in the basement, and DST #2 was conducted in The interval was 289–291 m MD in the Root Gutter. DST#3 was conducted in the interval at a depth of 223–229 m MD. Potential gas flow was found in the Telisa Formation with a sandstone lithology. DST testing was conducted with a cased hole with a 7" tubing size. Based on the fluid composition obtained, the fluid is dominated by the C1 component (methane) at 95%. Well H-02 has a dry gas fluid type.

The methodology involves collecting and processing data in the form of reservoir, production, and supporting data. The data is inputted into the simulator and analyzed to determine the pressure build-up and reservoir characteristics of Well H-02. Deliverability is analyzed using a simulator and the C, N, and LIT analysis methods. LIT analysis is used as the basis for nodal analysis. The results of PBU interpretation are then used to screen stimulation selection.

The interpretation results show that the reservoir is homogeneous, with one fault-shaped boundary, and characterized by constant pressure. The resulting permeability of 15.9 mD is low, with a skin value of 40 indicating formation damage around the wellbore. The deliverability analysis using the C and N method yielded an AOFP value of 9.2207 Mscf/d, while the LIT method produced an AOFP value of 25.2355 Mscf/d. The AOFP value obtained from the LIT method was used in nodal analysis with a 2.785-inch tubing size to determine an optimum production rate of 8.2 Mscf/D, with a pressure drop of 301.78 psia. Screening recommended hydraulic fracturing with a 20/40 OptiProp G2 SinterBall proppant size to increase well productivity.

Keywords: Pressure Build-Up, Permeability, Skin Factor, Stimulation.