

Petro sudah di index oleh Google Scholar dan ipi



## DAFTAR PUSTAKA

- EVALUASI PENGGUNAAN SISTEM LUMPUR SYNTHETIC OIL BASE MUD DAN KCL POLYMER PADA PEMBORAN SUMUR X LAPANGAN Y  
Abdul Hamid, Apriandi Rizkina Rangga Wastu .....
- EVALUASI HIDROLIKA LUMPUR PEMBORAN PADA SUMUR X1 LAPANGAN X SUPAYA EKONOMIS  
Bayu Satiyawira, Cahaya Rosyidan, Havidh Pramadika .....
- STUDI PEMANFAATAN AMPAS TEBU SEBAGAI LOST CIRCULATION MATERIAL (LCM) DAN PENGARUHNYA TERHADAP SIFAT RHEOLOGI LUMPUR  
Abdul Hamid .....
- PENENTUAN FLOW UNIT BATUAN RESERVOIR PADA LAPANGAN RN  
Reza Dwi Adrianto.....
- UJI SENSITIVITAS DAN SOLUSI ANALITIK TYPE CURVES JENIS RESERVOIR KOMPOSIT INFINITE ACTING RESERVOIR PADA LAJU ALIR PRODUKSI SUMUR KONSTAN  
Wiwiek Jumiaty .....
- ANALISIS PENGARUH STIMULASI KOH TERHADAP PENINGKATAN LAJU ALIR PRODUKSI SUMUR SIB 1, SIB 2 DAN SIB 3  
Novrianti1, Novia Rita2, Era Yulia.....

# ANALISIS PENGARUH STIMULASI KOH TERHADAP PENINGKATAN LAJU ALIR PRODUKSI SUMUR SIB 1, SIB 2 DAN SIB 3

Novrianti<sup>1</sup>, Novia Rita<sup>2</sup>, Era Yulia<sup>3</sup>

Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau, Jl Kharuddin Nasution No 113 Pekanbaru  
novrianti@eng.uir.ac.id

## Abstrak

Penurunan laju produksi merupakan salah satu dampak yang dapat terjadi akibat adanya kerusakan formasi disekitar lubang sumur. Kerusakan formasi pada sumur yang menjadi objek penelitian pada sumur SIB 1, SIB 2 dan SIB 3 disebabkan oleh *clay* yang mengembang. Stimulasi KOH dilakukan untuk meningkatkan kembali produksi sumur SIB 1, SIB 2 dan SIB 3. KOH dipilih karena KOH dapat menstabilkan *clay* sehingga pori-pori yang terhalang oleh *clay swelling* dapat mengalirkan kembali fluida sehingga meningkatkan kembali laju alir produksi. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis keberhasilan dan peningkatan laju alir produksi setelah pelaksanaan stimulasi KOH. Analisis keberhasilan stimulasi KOH dapat diketahui dengan membandingkan laju alir produksi minyak ( $Q_o$ ), *productivity index* (PI), dan kurva *inflow performance relationship* (IPR) sebelum dan sesudah stimulasi KOH. Pelaksanaan stimulasi KOH berhasil pada sumur SIB 1, SIB 2 dan SIB 3. Hal ini ditandai dengan adanya peningkatan laju alir produksi minyak dan *productivity index* (PI). Peningkatan laju alir produksi minyak pada sumur SIB 1 adalah 227.8 %, SIB 2 adalah 111.86 % dan SIB 3 102.9 %. Sedangkan peningkatan nilai *productivity index* (PI) pada sumur SIB 1 adalah 96.3%, SIB 2 40.86% dan SIB 3 24.05%.  $Q_{max}$  sumur SIB 1 meningkat 99.1 %, SIB 2 40.68% dan SIB 3 meningkat sebesar 24.18%.

**Kata kunci:** Stimulasi KOH, *swelling clay*, *Productivity index*, *inflow performance relationship*

## Abstract

Declining of poroduction rate is one of the impact that caused by skin around wellbore. Formation damage in well that being object in this research in Well SIB 1, SIB 2, and SIB 3 caused by clay swelling. KOH stimulation is done to increase well production rate in SIB 1, SIB 2, and SIB 3. KOH is selected because it can be used to stabilize the clay, so the pores that are blocked by clay swelling can flow the fluid and increase oil production rate. Aim of this research is to analyze the success and enhancement of the flow rate of production after the implementation of KOH stimulation. The analysis of KOH stimulation can be known by comparing oil production rate ( $Q_o$ ), productivity index (PI), and inflow performance relationship (IPR) before and after KOH stimulation. Implementation of KOH stimualtion succeed in well SIB 1, SIB 2, and SIB 3. This is can be known by increasing of oil production rate and productivity index (PI). Increasing of oil production rate in SIB 1 is 227.8 %, SIB 2 is 111.86%, and SIB 3 is 102.9%. While the increasing of productivity index in Sib 1 is 96.3%, SIB 2 is 40.86%, and Sib 3 is 24.05%.  $Q_{max}$  in SIB 1 is 99.1%, SIB 2 is 40.68%, and SIB 3 increase 24.18%.

**Keywords:** KOH Stimulation, Swelling Clay, Productivity Index, Inflow Performance Relationship

## PENDAHULUAN

Penurunan laju produksi merupakan salah satu dampak yang dapat terjadi akibat adanya kerusakan formasi disekitar lubang sumur. Kerusakan fomasi ini umumnya disebabkan oleh kegiatan pemboran, kegiatan produksi, endapan *scale*, mineral *clay* ataupun endapan organik yang mengakibatkan terhambatnya aliran fluida dari formasi menuju ke lubang sumur sehingga pada akhirnya akan menyebabkan turunnya produktivitas suatu sumur (Hardikin, 2009). Terdapat beberapa hal yang dapat dilakukan untuk meningkatkan produksi akibat kerusakan sumur antara lain melakukan stimulasi. Stimulasi digunakan untuk meningkatkan produksi

minyak yang telah diterapkan lebih dari empat puluh tahun (Yew C.H., 1978).

Proses stimulasi telah digunakan untuk meningkatkan produksi minyak dan gas dari reservoir bawah tanah selama lebih dari empat puluh tahun (Yew C.H., 1978).

Metode stimulasi yang paling sering digunakan untuk meningkatkan produktivitas sumur yang telah mengalami kerusakan formasi adalah dengan dilakukan pengasaman (*acidizing*) ataupun perekahan hidrolik (*hydraulic fracturing*), pemahaman tentang sifat kerusakan formasi akan

sangat penting dalam pemilihan metode yang tepat untuk stimulasi yang bertujuan untuk meningkatkan nilai permeabilitas formasi dan meningkatkan produktifitas sumur (Schechter R.S., 1992).

Sumur SIB 1, SIB 2 dan SIB 3 adalah sumur yang mengalami penurunan produksi akibat kerusakan formasi. Kerusakan formasi yang terjadi pada sumur tersebut diakibatkan oleh *swelling clay*. Mineral *clay*/lempung merupakan koloid dengan ukuran sangat kecil (kurang dari 1 mikron). Masing-masing koloid terlihat seperti lempengan-lempengan kecil yang terdiri dari lembaran-lembaran kristal yang memiliki struktur atom yang berulang. Mineral *clay* (lempung) adalah mineral sekunder yang terbentuk karena proses pengerusakan atau pemecahan dikarenakan iklim dan alterasi air (hidrous alteration) pada suatu batuan induk dan mineral yang terkandung dalam batuan itu (Das. Braja M, 1988).

Dalam terminologi ilmiah, lempung adalah mineral asli yang mempunyai sifat plastis saat basah, dengan ukuran butir yang sangat halus dan mempunyai komposisi berupa *hydrous* aluminium dan magnesium silikat dalam jumlah yang besar. Batas atas ukuran butir untuk lempung umumnya adalah kurang dari 2  $\mu\text{m}$  ( $1\mu\text{m} = 0.000001\text{m}$ ), meskipun ada klasifikasi yang menyatakan bahwa batas atas lempung adalah 0.005 m (ASTM) (Das Braja M, 1988).

Air sangat mempengaruhi sifat tanah lempung, karena butiran dari tanah lempung sangat halus. Dalam suatu partikel lempung yang ideal, muatan positif dan negatif berada dalam posisi seimbang, selanjutnya terjadi substitusi isomorf dan kontinuitas perpecahan susunannya, sehingga terjadi muatan negatif pada permukaan partikel kristal lempung. Salah satu cara untuk mengimbangi muatan negatif, partikel tanah lempung menarik muatan positif (kation) dari garam yang ada di dalam air. Hal ini disebut dengan pertukaran ion-ion.

Dasang Rukmana (2011) menjelaskan bahwa jenis mineral *clay* berdasarkan analisis kimiawinya, yaitu :

1. Montmorillonite atau Smectite  
Setiap unit-unit struktur/kristal montmorillonite yang ukurannya sekitar Angstrom bisa mencapai dua kalinya pada kondisi terhidrasi. Derajat hidrogen (swelling affinity) tergantung pada jenis kationnya dan komposisi airnya.
2. Illite  
Partikel-partikel illite berbentuk panjang (rambut) dan montmorillonite berbentuk

pipih. Ukuran bervariasi, mulai dari yang lebih kecil dari 1 micron sampai beberapa micron.

3. Kaolinite  
Kaolinite tidak swelling pada kondisi dalam formasi. Pengelompokkan partikel-partikel kaolinite biasanya berbuku-buku. Bentuk partikelnya lebih teratur (persegi).
4. Chlorite  
Chlorite tidak menyerap air. Bentuk partikel adalah pipih.
5. Attapulgite  
Attapulgite mempunyai struktur sheet yang tidak teratur. Unit sheet-nya berkemampuan melakukan pertukaran kation dan menyerap molekul H<sub>2</sub>O tetapi dalam jumlah yang terbatas sehingga derajat swelling-nya rendah. Bentuk partikel-partikelnya panjang mirip jarum.
6. Mixed-layer Clay  
Mineral ini sesungguhnya kumpulan ikatan sejumlah unit layer dari beberapa jenis clay. Ikatan antar layer sangat kuat. Mineral ini bukan campuran partikel-partikel clay yang tidak sejenis. Kalau campuran/kumpulan beberapa jenis clay mudah dipisah tetapi mixed-layer merupakan jenis mineral clay tersendiri.

Air tawar menyebabkan mineral *clay* mengembang, *clay* yang berada pada permukaan batuan akan menyumbat aliran fluida pada formasi sehingga menyebabkan penurunan permeabilitas. Pengembangan *clay* seperti *montmorillonite*, mengembang akibat adanya air tawar dan menghambat aliran fluida. Partikel *clay* seperti *kaolinit* dan *illit*, dapat terlepas selama air mengalir, terutama ketika aliran *salt water* menjadi *fresh water*. Hasil dari pergerakan partikel *clay* yang akhirnya menghalangi dan membatasi pori yang terbuka, dimana mereka dapat mengurangi permeabilitas dan aliran fluida (Muecke, 1979). Pengurangan permeabilitas ini disebut *clay-particle migration permeability damage*. Clay yang mengembang juga dapat bermigrasi saat kontak dengan air tawar (Khilar, 1983).

Salah satu cara yang dapat dilakukan untuk menaikkan kembali produksi sumur akibat *swelling clay* adalah stimulasi KOH. KOH dapat menstabilkan *clay* (menyusutkan ukuran *clay* yang mengembang ) sehingga pori-pori yang terhalang oleh *clay swelling* dapat mengalirkan kembali fluida sehingga dapat meningkatkan laju alir produksi. Penerapan stimulasi KOH dapat dilakukan pada *sandstone*. Dalam menstabilkan *clay*, KOH juga dapat diterapkan pada suhu dan salinitas yang tinggi. Harga senyawa KOH juga terbilang murah dan sangat ekonomis jika

diterapkan pada sumur produksi yang mengalami kerusakan.

Sydansk (1984) menjelaskan hal-hal yang dipertimbangkan untuk mengoptimalkan stimulasi KOH adalah sebagai berikut :

1. Suhu  
*Treatment* akan lebih efektif apabila dilakukan pada suhu *reservoir* yang rendah.
2. Konsentrasi KOH  
Semakin besar peningkatan konsentrasi KOH maka akan semakin efektif *treatment* yang dilakukan.
3. Waktu kontak KOH  
*Treatment* pada waktu yang lebih sedikit akan jauh lebih efektif daripada *treatment* pada waktu yang lebih lama.
4. Aliran  
Sebaiknya mempertahankan laju alir yang konstan selama perawatan. Laju aliran yang berlebihan harus dihindari karena secara substansi membutuhkan KOH yang lebih banyak tanpa memberikan manfaat tambahan.

Dalam melaksanakan stimulasi KOH, perlu diperhatikan beberapa hal yang mendasari keberhasilan operasi. *Treatment* terdiri atas injeksi larutan yang berisi KOH, dengan cara *preflush* dan *postflushes* (Sydansk, 1984).

1. *Preflush*  
Tujuan utama dari *preflush* adalah untuk melarutkan mineral-mineral *carbonate* pada formasi sebelum menginjeksikan KOH. Fluida yang digunakan adalah KCL. Fluida ini akan membersihkan kotoran di sekitar lubang sumur sehingga fluida hidrokarbon akan mudah mengalir masuk ke dalam lubang sumur.
2. *Postflushes*  
Tujuan utama dari tahapan *main* KOH adalah menetralkan *clay swelling* yang menghalangi permeabilitas di sekitar lubang sumur, menyumbat perforasi atau *gravel pack*.

KOH di dalam air akan terurai menjadi ion  $K^+$  dan  $OH^-$ . Dalam menstabilkan mineral *clay*, ion-ion  $K^+$  akan menggantikan kedudukan ion  $Na^+$ . Sehingga di dalam lempeng *clay* ion  $K^+$  akan terikat jauh lebih kuat dibandingkan antara ion  $Na^+$  dengan lempeng *clay* (*clay* dengan air), sehingga daya tolak-menolak antara partikel lempeng *clay* di dalam air akan berkurang. Semakin kuat daya tarik menarik antar *clay* maka akan semakin banyak air yang terbebas ke luar.

Studi ini membahas mengenai pengaruh stimulasi KOH terhadap peningkatan produksi setelah terjadinya penurunan produksi pada sumur SIB 1, SIB 2, dan SIB 3.

## PERMASALAHAN

Sumur SIB 1, SIB 2 dan SIB 3 mengalami penurunan produksi akibat pengembangan *clay*. Pengembangan *clay* pada sumur – sumur tersebut terjadi karena aktivitas pemboran yang membawa partikel *clay* ke formasi. *Clay* menempel pada batuan dan adanya kontak terhadap air menyebabkan *clay* mengembang dan dapat menghambat laju alir fluida ke sumur.

Untuk kembali meningkatkan produksi sumur tersebut maka dilakukan stimulasi KOH. Analisis stimulasi KOH dilakukan untuk mengetahui keberhasilan stimulasi tersebut dalam memperbaiki *formation damage* dan meningkatkan produksi sumur.

## METODOLOGI

Pemilihan kandidat sumur didasarkan pada penurunan laju produksi sumur dan penyebab terjadinya penurunan produksi sumur tersebut yang disebabkan oleh *clay* yang mengembang (*clay swelling*). Sumur SIB 1, SIB 2 dan SIB 3 merupakan sumur yang mengalami penurunan produksi akibat *clay swelling*. Metode yang digunakan dalam penelitian adalah metode penelitian lapangan. Data yang digunakan merupakan data sekunder, informasi diperoleh dari teori dan jurnal-jurnal penelitian serta data-data perusahaan yang berkaitan dengan penelitian, seperti: data karakteristik reservoir, data produksi sumur, data sejarah sumur, data pengerjaan sumur

Untuk mengatasi masalah yang terjadi pada sumur SIB 1, SIB 2 dan SIB 3 dilakukan stimulasi KOH. Analisis keberhasilan stimulasi KOH diperoleh dengan membandingkan nilai *productivity index* dan laju alir maksimum sebelum dan sesudah dilakukannya stimulasi KOH.

Nilai *productivity index*, laju alir maksimum dan *performance* sumur ditentukan dengan menggunakan data yang diperoleh dari test. Adapun persamaan yang digunakan untuk menentukan nilai *productivity index* adalah sebagai berikut:

$$Productivity\ Index\ (PI) = \frac{Rate}{(Pr - Pwf)} \quad (1)$$

Laju alir maksimum dan *performance* sumur diperoleh dengan menggunakan persamaan Vogel.

$$Q_{max} = q_b + \left( \frac{Q_f \times P_b}{1,8 \times (Pr - Pwf)} \right) \quad (2)$$

**HASIL DAN ANALISIS**

**a. Analisis Stimulasi KOH pada sumur SIB 1**

Stimulasi KOH pada sumur SIB 1 dilakukan pada 1650' SD di kedalaman 1686-1689 ft dengan memompakan 200 BFW ditambah KOH dengan konsentrasi 2% sebanyak 10 sack. Adapun data sumur yang digunakan terdapat pada tabel 1 berikut:

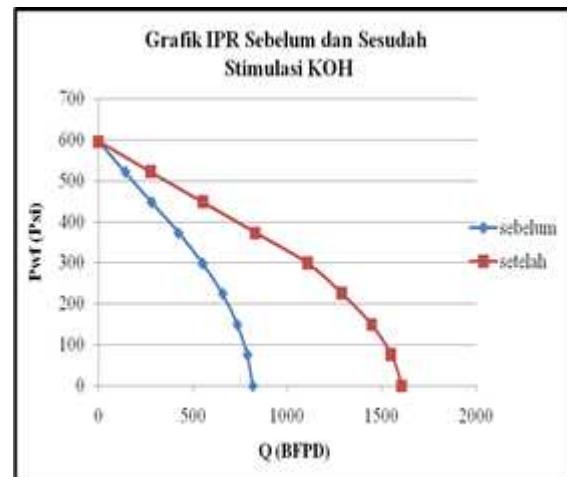
Data Sumur SIB 1	Nilai
Rate (BFPD)	243 bbl
Static Fluid Level (SFL)	359 ft
Working Fluid Level (WFL)	645 ft
Top Perforasi	1686 ft
Bottom Perforasi	1689 ft
SGwater	1.04
Water cut	97 %
API	36

Berdasarkan laju produksi sebelum dan setelah stimulasi terhadap sumur SIB 1 didapatkan hasil sebelum dan sesudah stimulasi seperti pada gambar 1. Dari grafik jelas terlihat perbedaan yang terjadi sebelum dan sesudah stimulasi KOH dilakukan. Sebelum dilakukan stimulasi KOH diperoleh laju produksi minyak (Qo) sebesar 7.29 BOPD. Setelah dilakukan stimulasi KOH diperoleh laju produksi minyak (Qo) sebesar 23.9 BOPD.



Gambar 1. Grafik Laju Alir Minyak Sebelum dan Sesudah Stimulasi KOH pada Sumur SIB 1

Perbandingan kurva IPR sebelum dan sesudah stimulasi dapat dilihat pada gambar 2



Gambar 2 Kurva IPR Sebelum dan Sesudah Stimulasi KOH pada Sumur SIB 1

Penentuan IPR sebelum dan sesudah stimulasi dilakukan dengan terlebih dahulu menentukan nilai tekanan reservoir, tekanan dasar sumur dan PI. Dengan menggunakan persamaan 2 diperoleh nilai laju alir fluida maksimum (Qmaks) sebelum stimulasi 816.8 BFPD dan setelah stimulasi 1606.81 BFPD. Kurva IPR merupakan hasil plot antara tekanan dasar sumur dengan laju alir hasil perhitungan menggunakan persamaan 2.

Laju produksi fluida (Qf) sebelum dilakukan stimulasi sebesar 243 BFPD dengan water cut 97 %. Setelah stimulasi laju produksi fluida (Qf) sebesar 478 BFPD dengan water cut 95 %. Dari grafik diatas diperoleh perubahan laju produksi yang menjadi semakin besar setelah dilakukan stimulasi KOH, maka dapat disimpulkan bahwa stimulasi yang dilakukan pada sumur SIB 1 ini berhasil meningkatkan hasil produksi menjadi lebih besar.

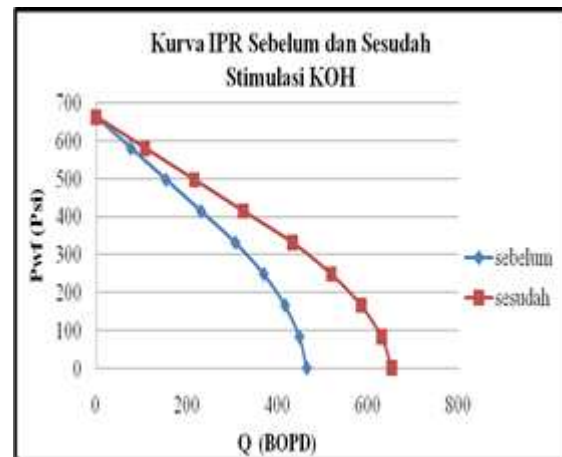
Productivity Index sumur SIB 1 sebelum dilakukan stimulasi adalah 1.90 BFPD/Psi. Setelah stimulasi menjadi 3.73 BFPD/psi. Nilai Productivity Index untuk sebelum dan setelah stimulasi KOH diperoleh dengan perhitungan menggunakan persamaan 1. Data swabbing digunakan dalam perhitungan tersebut. Sebelum dilakukan stimulasi, setiap 1 Psi sumur kehilangan tekanan maka produksi yang dihasilkan adalah 1,90 BFPD dan setelah stimulasi menjadi 3,73 BFPD.

**b. Analisis Stimulasi KOH pada sumur SIB 2**

Stimulasi KOH pada sumur SIB 2 dilakukan pada 1650' SD di kedalaman 1812-1817 ft dengan memompakan 200 BFW ditambah KOH dengan konsentrasi 2% sebanyak 10 sack. Berdasarkan laju produksi sebelum dan setelah stimulasi terhadap sumur SIB 2 didapatkan hasil sebagai berikut:



Gambar 3. Grafik Laju Alir Minyak Sebelum dan Sesudah Stimulasi KOH pada Sumur SIB 2



Gambar 4. Grafik IPR Sebelum dan Sesudah Stimulasi KOH pada Sumur SIB 2

Sebelum dilakukan stimulasi KOH diperoleh laju produksi minyak ( $Q_o$ ) sebesar 2.36 BOPD. Setelah dilakukan stimulasi KOH diperoleh laju produksi minyak ( $Q_o$ ) sebesar 4.98 BOPD. Laju alir produksi fluida ( $Q_f$ ) sebesar 118 BFPD dengan *water cut* 98 %. Setelah stimulasi laju produksi fluida ( $Q_f$ ) sebesar 166 BFPD dengan *water cut* 97 %. *Productivity Index* sumur SIB 2 sebelum dilakukan stimulasi adalah 0.93 BFPD/Psi. Setelah stimulasi menjadi 1.31 BFPD/psi. Artinya sebelum dilakukan stimulasi, setiap 1 Psi sumur kehilangan tekanan maka produksi yang dihasilkan adalah 0.93 BFPD dan setelah stimulasi menjadi 1.32 BFPD. Berdasarkan harga *Productivity Index* tersebut mengindikasikan adanya peningkatan kemampuan formasi untuk mengalirkan fluida. Data sumur SIB 2 yang dipergunakan untuk perhitungan adalah sebagai berikut:

Tabel 2. Data Sumur SIB 2

Data Sumur SIB 2	Nilai
Rate (BFPD)	118 bbl
Static Fluid Level (SFL)	334 ft
Working Fluid Level (WFL)	617 ft
Top Perforasi	1812 ft
Bottom Perforasi	1817 ft
$SG_{water}$	1,04
Water cut	98%
API	36

Persamaan – persamaan dan metode yang dipergunakan untuk perhitungan laju alir fluida, *productivity index* dan kurva IPR pada sumur SIB 2 sama dengan yang digunakan sumur SIB 1. Adapun perbandingan kurva IPR sebelum dan sesudah dilakukan stimulasi KOH dapat dilihat pada gambar di bawah ini:

Pada gambar 4 terlihat nilai laju alir fluida maksimum ( $Q_{maks}$ ) sebelum stimulasi 464.5 BFPD dan setelah stimulasi 653.5 BFPD.

### c. Analisis Stimulasi KOH pada sumur SIB 3

Stimulasi KOH pada sumur SIB 3 dilakukan pada 1650' SD di kedalaman 1510-1525 ft dengan memompakan 200 BFW ditambah KOH dengan konsentrasi 2% sebanyak 26 sack.

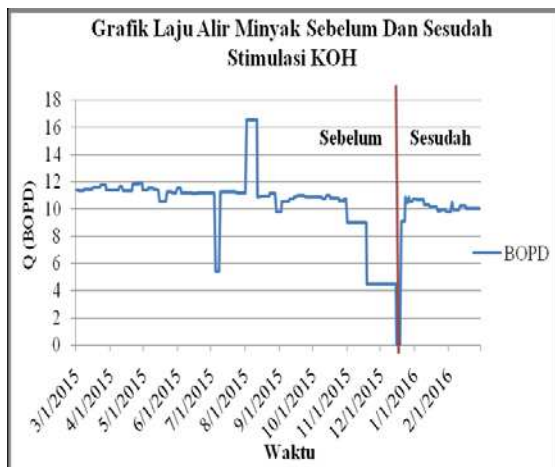
Berdasarkan laju produksi sebelum dan setelah stimulasi terhadap sumur SIB 3 didapatkan hasil sebelum dan sesudah stimulasi seperti yang tertera pada gambar 5. Dari hasil pembacaan grafik jelas terlihat perbedaan yang terjadi sebelum dan sesudah stimulasi KOH dilakukan. Sebelum dilakukan stimulasi KOH diperoleh laju produksi minyak ( $Q_o$ ) sebesar 4.88 BOPD. Setelah dilakukan stimulasi KOH diperoleh laju produksi minyak ( $Q_o$ ) sebesar 9.09 BOPD. Laju produksi fluida ( $Q_f$ ) sebelum dilakukan stimulasi sebesar 244 BFPD dengan *water cut* 98 %. Setelah stimulasi laju produksi fluida ( $Q_f$ ) sebesar 303 BFPD dengan *water cut* 97 %.

*Productivity Index* sumur SIB 3 sebelum dilakukan stimulasi adalah 1.58 BFPD/Psi. Setelah stimulasi menjadi 1.98 BFPD/psi. Perbandingan kurva IPR dapat dilihat pada gambar 6. Nilai laju alir fluida maksimum ( $Q_{maks}$ ) sebelum stimulasi 615.42 BFPD dan setelah stimulasi 764.24 BFPD.

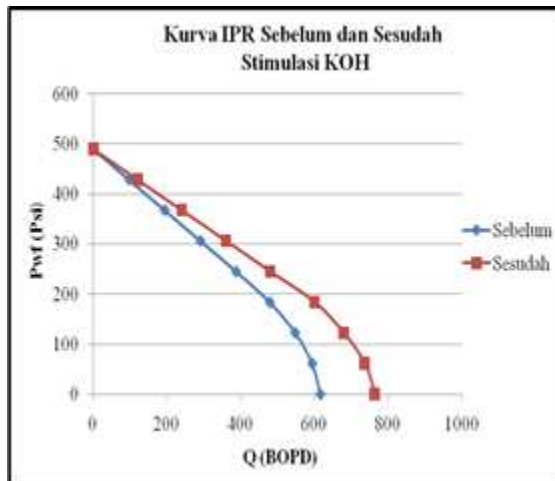
Sebagaimana sumur SIB 2, persamaan – persamaan dan metode yang dipergunakan untuk perhitungan laju alir fluida, *productivity index* dan kurva IPR pada sumur SIB 3 sama dengan yang digunakan sumur SIB 1. Data sumur SIB 3 yang dipergunakan terdapat pada tabel 3

Tabel 3. Data Sumur SIB 3

Data Sumur SIB 2	Nilai
Rate (BFPD)	244 bbl
Static Fluid Level (SFL)	426 ft
Working Fluid Level (WFL)	770 ft
Top Perforasi	1510 ft
Bottom Perforasi	1525 ft
SGwater	1.04
Water cut	98%
API	38



Gambar 5. Grafik Laju Alir minyak sebelum dan sesudah Stimulasi KOH pada sumur SIB 3



Gambar 6. Grafik IPR sebelum dan sesudah stimulasi KOH sumur SIB 3

## KESIMPULAN DAN SARAN

1. Pelaksanaan stimulasi KOH pada sumur SIB 1, SIB 2 dan SIB 3 berhasil menstabilkan *clay swelling* yang ditandai dengan terjadinya peningkatan laju alir produksi sumur SIB 1 sebesar SIB 1 227.8 %, SIB 2 sebesar 111.86 % dan SIB 3 sebesar 102.9 %.
2. Nilai PI dan Q maks sumur SIB 1, SIB 2 dan SIB 3 juga meningkat. PI pada sumur SIB 1 dari 1.90 BFPD/psi meningkat menjadi 3.73 BFPD/Psi, sumur SIB 2 dari 0.93 BFPD/psi menjadi 1.31 BFPD/Psi dan sumur SIB 3 dari 1.58 BFPD/psi menjadi 1.96 BFPD/Psi. Laju alir maksimum pada sumur SIB 1 dari 816.8 BFPD menjadi 1606.81 BFPD, pada sumur SIB 2 dari 464.5 BFPD menjadi 653.49 BFPD dan pada sumur SIB 3 dari 615.42 BFPD menjadi 764.24 BFPD.

## REFERENSI / DAFTAR PUSTAKA

- Ching H. Yew. (1978). *Mechanics of hydraulic Fracturing*. Texas: Gulf Publishing Company.
- Das B.M. (1995). *Mekanika Tanah (Jilid I)*. Jakarta: Penerbit Erlangga.
- Hardikin, M.I., Indriyono, E.S & Haryono. (2009). Perendaman paraffin solvent sebagai upaya peningkatan produksi sumur minyak di lapangan tapian timur. Simposium Nasional IATMI 2009, Bandung, Indonesia.
- Khilar, K.C & Fogler, H.S. (1983). Water sensitivity of sandstone. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 55-64.
- Moore, E.W., Crowe, C.W., & Hendrickson, A.R. (1965). Formation, Effect and prevention of asphaltene sludges during stimulation treatments. *Journal of Petroleum Technology*, 1023-1028.
- Muecke, T.W. (1979). Formation fines and factors controlling their movement in porous media. *Journal of Petroleum Technology*, 144-150.
- Rukmana, D., Kristanto, D & Aji, V.D.C. (2011). *Teknik reservoir teori dan aplikasi*. Yogyakarta: Percetakan Pohon Cahaya.
- Schechter, R.S. (1992). *Oil Well Stimulation*. New Jersey: A Simon & Schuster Company.
- Sydanks, R.D. (1984). Stabilizing clays with potassium hydroxide. *Journal of Petroleum Technology*, 1366-1374.