

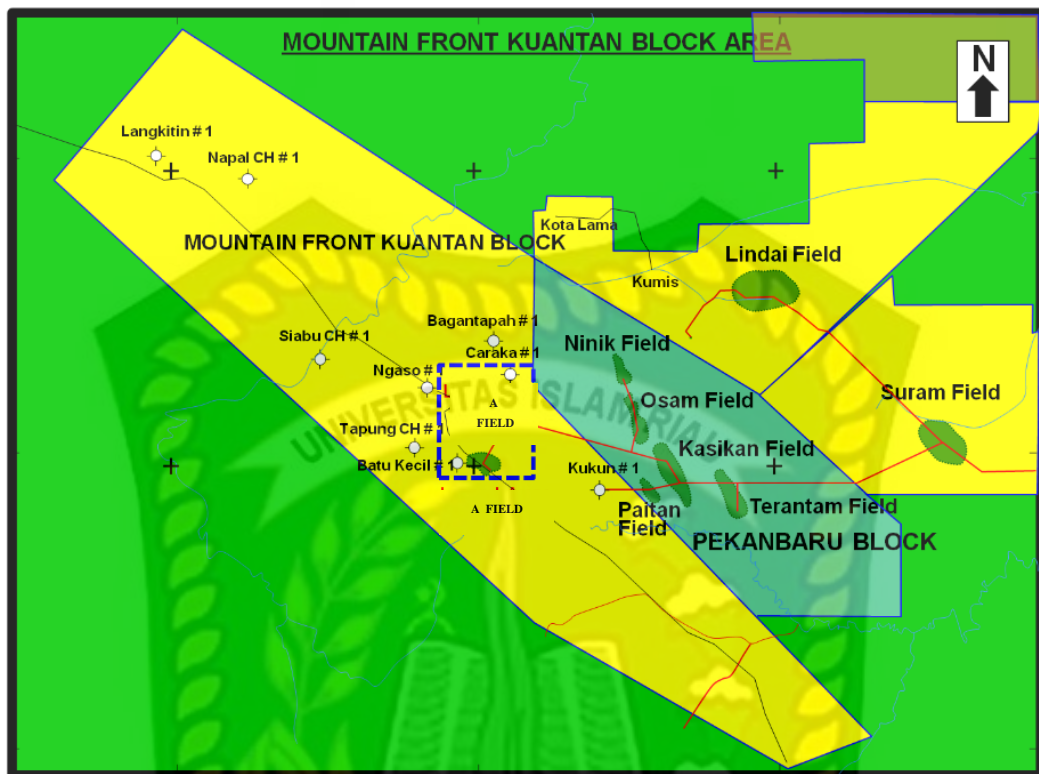
## BAB III GAMBARAN LAPANGAN A

### 3.1 LOKASI LAPANGAN A

Lokasi lapangan A terletak di Rokan hulu, provinsi Riau dimana terlihat pada gambar 3.1. Blok A termasuk dalam *mountain front* Kuantan *block area*, seperti yang terlihat pada gambar 3.2. Berjarak 135 km dari Pekanbaru, 100 km barat daya dari lapangan Minas dengan luas wilayah kerja 79.65 km<sup>2</sup>. Lapangan ini ditemukan pada tahun 1975 dan kemudian dioperasikan oleh Chevron sampai tahun 2010. *Handover* ke PT. A pada tanggal 20 April 2010 dengan PSC kontrak selama 20 tahun (doc. PT. A).



Gambar 3.1 Lokasi Lapangan A (doc. PT. A)



**Gambar 3.2** Area Lapangan A (doc. PT. A)

## 1.2 SIFAT FISIK BATUAN DAN FLUIDA LAPANGAN A

Pada tabel 3.1 dapat kita lihat data dari sifat fisik batuan dan fluida pada lapangan A. Lapangan ini memiliki nilai permeabilitas sebesar 1.004 mD yang termasuk dalam skala baik sekali, nilai saturasi fluidanya sebesar 50%. Minyak pada lapangan A termasuk dalam minyak berat karena memiliki nilai °API sebesar 30.8, nilai viskositasnya yaitu 14,4 Cp dan komposisinya 90% terdiri dari C<sub>7+</sub>. Tipe batuan formasinya adalah sandstone dengan *thickness* 40 – 80 ft dan temperatur 136 °F pada kedalaman 1.100 ft – 1.300 ft.

**Tabel 3.1** Data Lapangan A

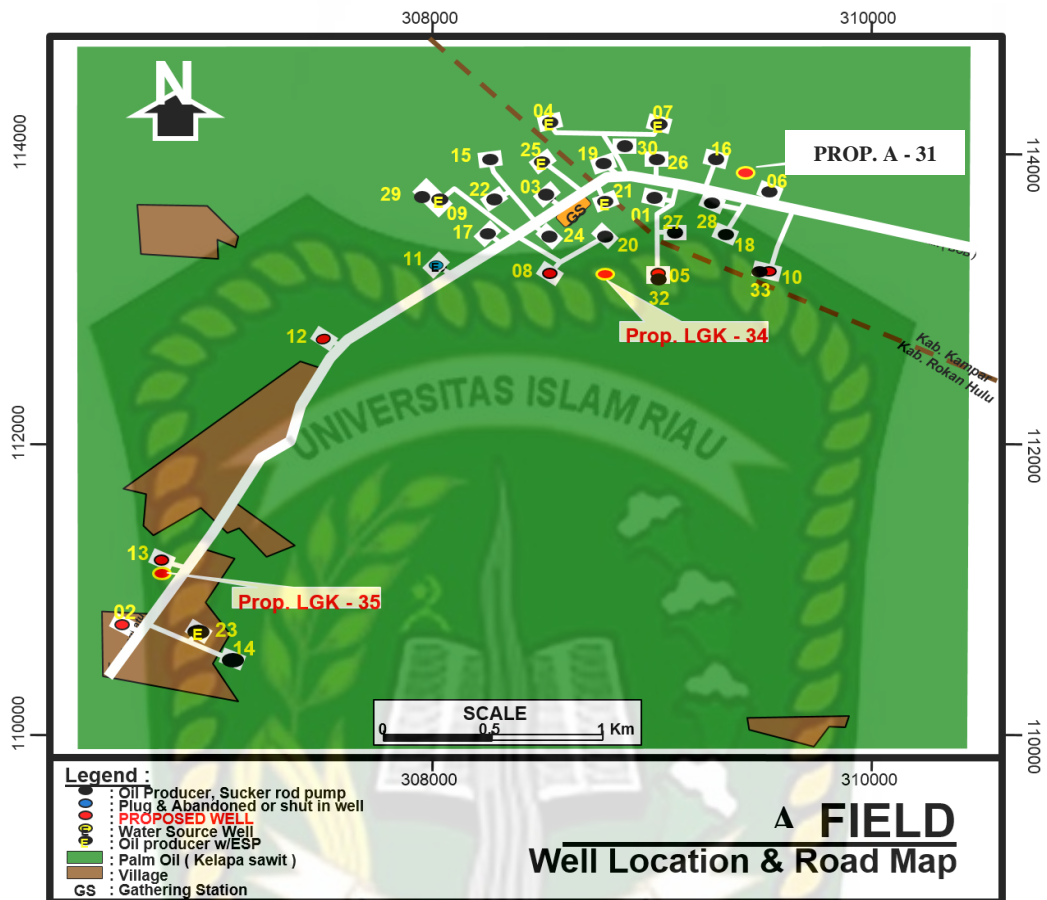
NO	DATA	HASIL
1	<i>Oil gravity</i>	30,8 °API
2	<i>Viscosity</i>	14,4 Cp
3	<i>Oil saturation</i>	50%
4	<i>Type of formation</i>	<i>Sandstone</i>
5	<i>Thickness</i>	40 - 80 ft

6	<i>Permeability</i>	1.004 mD
7	<i>Depth</i>	1.100 ft – 1.300 ft
8	<i>Temperature</i>	136 °F
9	<i>Compotition</i>	90% of C <sub>7+</sub>
10	<i>Water salinity</i>	500 ppm
11	<i>Minimum miscible pressure</i>	3.100 psi
12	<i>Original pressure</i>	769 psig
13	<i>Water hardness</i>	16 ppm
14	<i>Mobility ratio</i>	68
15	<i>Residual oil saturation</i>	40%
16	<i>Drive mecanism</i>	<i>Water drive</i>
17	<i>Reservoir pressure</i>	532 psig

(doc. PT. A)

### 3.3 SUMUR PRODUKSI LAPANGAN A

Ada 33 jumlah sumur yang ada dilapangan A. 26 sumur aktif yang terbagi atas 3 jenis *artificial lift* yaitu 8 sumur menggunakan *electric submersible pump* (ESP), 16 sumur menggunakan *sucker rod pump* (SRP) dan 2 sumur menggunakan *progressive cavity pump* (PCP). 6 sumur *plug and abandonment* (PA) dan 1 sumur *water shipment*.



**Gambar 3.3** Lokasi sumur lapangan A

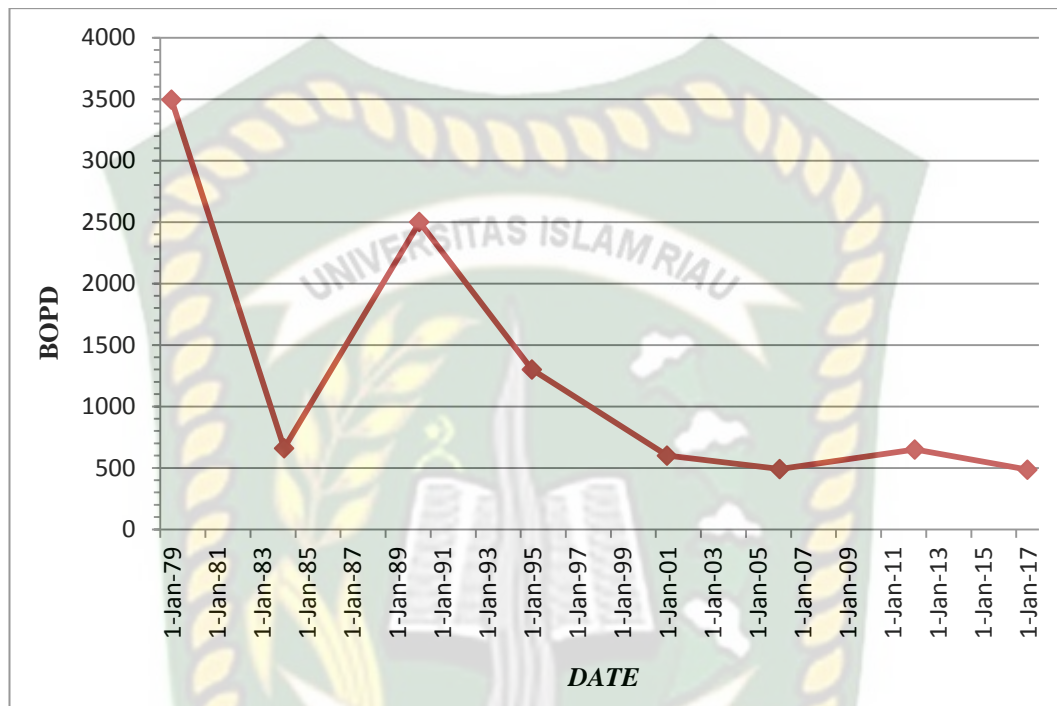
(SPR Langgak, 2018).

### 3.4 SEJARAH PRODUKSI

Lapangan A ini mulai dioperasikan pada tahun 1976 oleh Chevron dan mulai diambil alih oleh PT. A sejak April 2010. Lapangan ini dirancang untuk dapat memproduksi minyak sebanyak 3.000 *barrels* per hari meskipun yang tercatat yaitu 329 *barrels* minyak per hari saat pertama kali dioperasikan oleh PT. A. Karena itu, perusahaan ini berkomitmen untuk memperbaiki level produksi dengan menggunakan teknologi *services maintenance*, *work over*, dan EOR (SPR Langgak, 2018).

Sejak pertama kali lapangan ini dioperasikan, lapangan ini terus mengalami penurunan produksi mulai dari 3.500 BOPD hingga menjadi 600 BOPD pada akhir tahun 1984, lalu produksi mulai meningkat lagi hingga akhir tahun 1990

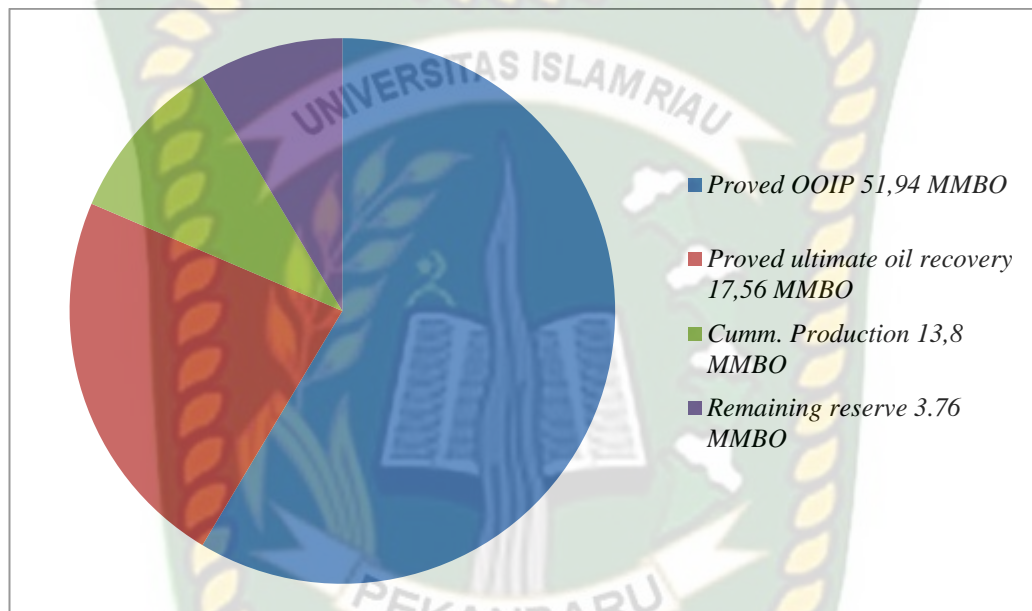
mencapai 2.500 BOPD yang kemudian disusul dengan penurunan produksi setiap tahunnya hingga didapat perolehan produksi pada tahun 2017 yaitu sebesar 450 BOPD (doc. PT. A).



**Gambar 3.4** Production historical A field (doc. PT. A)

*Services maintenance* dan *work over* sudah pernah dilakukan pada lapangan ini dan pada tahun 2014, PT. A melakukan *Steam injection* dan berhasil menaikkan produksi sumur A dari 2 BOPD menjadi 24 BOPD. Pengaruh *steam* ini juga terjadi pada sumur-sumur disekitarnya, secara total peningkatan produksi yang disebabkan oleh *steam* ini bisa mencapai 50 BOPD (SPR Langgak, 2018). Dari keseluruhan hasil yang didapat dari usaha – usaha peningkatan produksi minyak ini tidak terlalu bagus karena tidak mencapai target peningkatan minyak, bahkan adapun kenaikan setelah dilakukan *workover* hasilnya hanya akan bertahan sementara dan kemudian akan turun kembali sehingga untuk dapat meningkatkan perolehan minyak pada lapangan A disarankan untuk menggunakan metode EOR. Karena itu, pada tahun 2018 ini ada beberapa program untuk menahan penurunan produksi secara drastis yaitu dengan melakukan simulasi dan melanjutkan studi EOR (SPR Langgak, 2017).

Salah satu pertimbangan untuk menggunakan metode EOR pada lapangan A adalah jumlah cadangan yang masih banyak, total cadangan yang terdapat pada lapangan A adalah 51.94 MMBO dimana kumulatif minyak yang sudah diproduksi sebesar 13.8 MMBO sehingga dapat disimpulkan bahwa masih terdapat cukup banyak minyak yang berpotensi untuk dapat diproduksi (doc. PT. A).



**Gambar 3.5** Total Cadangan Minyak A (doc. PT. A)