

**STRATEGI PERCEPATAN EKSPLORASI &
EKSPLOITASI MNK SHALE HC
MELALUI IMPLEMENTASI SUMUR PILOT
MULTI STAGE FRACTURING HORIZONTAL WELL
(MSFHW)**



LAPORAN AKHIR

NOMOR PROGRAM: 020.11.04.1913.967.079

**Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
Badan Penelitian dan Pengembangan Energi dan Sumber Daya Mineral
Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi
"LEMIGAS"**

Jakarta, Desember 2020

TIM PELAKSANA

No	Nama	Jabatan
1	Dr. Ir. Junita Trivianty Musu, M.Sc	Ketua Tim
2	Ginangjar Rahmat, S.T., M.T	Pelaksana
3	Prof. Dr. Ir. Bambang Widarsono, M.Sc., Ph.D	Pelaksana
4	Ario Budi Wicaksono, S.T., M.Sc	Pelaksana
5	Jonatan Kristian, S.T	Pelaksana
6	Imbang Jaya, S.T	Pelaksana
7	Humbang Purba, S.Si., M.Si	Pelaksana
8	Muhammad Budisatya Wiranatanagara, S.T., M.T	Pelaksana
9	Dra. Desi Yensusnimar, M.Si	Pelaksana
10	Widyo Permono, S.T., M.Eng	Pelaksana
11	Jakson Anwari, S.T., M.T	Pelaksana
12	Dra. Julikah, M.T	Pelaksana
13	Ir. Djoko Sunarjanto, M.Si	Pelaksana
14	Ir. Suliantara, M.Si	Pelaksana
15	Angga Suhikmat, S.T	Pelaksana
16	Ir. Herru Lastiadi Setiawan, M.T	Pelaksana
17	Taufan Junaedi, S.T	Pelaksana
18	Nurus Firdaus, S.T., M.T	Pelaksana
19	Dr. Tri Muji Susantoro, S.T., M.Sc	Pelaksana
20	Pradityo Riyadi, S.T	Pelaksana
21	Ongki Ari Prayoga, S.T	Pelaksana
22	Tri Peri Setyowati, S.T	Pelaksana
23	Imam Prayitno, S.Si	Pelaksana
24	Lismeri Ginting, S.T., M.T	Pelaksana
25	Deddy Kurniadi, S.Si., M.T	Pelaksana
26	Doddy Kurniawan, S.T	Pelaksana
27	Iskandar Firdaus, S.T	Pelaksana
28	Dra. Isnawati, M.Si	Pelaksana
29	Edy Yuliastono, S.T., M.T	Pelaksana
30	Ir. Panca Wahyudi, M.T	Pelaksana
31	Ganang Pandu Salaksa, S.T., M.S.E	Pelaksana
32	Rosidelly, S.T., M.T	Pelaksana

RINGKASAN EKSEKUTIF

Berikut di bawah ini adalah poin-poin ringkasan eksekutif Penelitian Percepatan Eksplorasi dan Eksploitasi *MNK Shale HC* melalui Implementasi Sumur *Pilot Multi Stage Fracturing Horizontal Well* (MSFHW):

1. *Shale HC* yang berada pada batuan sumber merupakan ‘dapur’ dari migas konvensional yang selama ini diproduksi dari reservoir migas konvensional. Sehingga dapat dipastikan dalam batuan sumber tersebut mengandung migas dalam jumlah besar.
2. Studi penelitian di berbagai belahan dunia mengindikasikan bahwa keberadaan migas yang tertinggal di reservoir MNK *shale HC* diperkirakan mencapai delapan kali cadangan pada reservoir konvensional.
3. Perkiraan potensi migas MNK Indonesia dalam bentuk *speculative resources* adalah sebesar 574.07 *trillion cubic feet* (TCF), bahkan menurut data dari Ditjen Migas dan Talisman mencapai 1000 TCF dan 5000 TCF.
4. Berdasarkan data *recoverable resources estimation of unconventional tight oil and gas* SKKMIGAS pada WK konvensional di luar Pertamina EP sebesar 255.324,81 MMSTB minyak dan 1.347.114,20 BSCF gas, sedangkan pada WK konvensional Pertamina EP sebesar 47.511,01 MMSTB dan 181.428,27 BSCF gas.
5. Evaluasi yang telah dilakukan oleh Badan Litbang ESDM (cq. LEMIGAS) dengan didukung oleh PHE MNK, Badan Geologi ESDM, dan universitas telah memiliki kemampuan minimal yang diperlukan untuk melaksanakan studi karakterisasi MNK *shale HC* terintegrasi melalui uji laboratorium dan studi terintegrasi geologi-geofisika-geokimia-geomekanika-reservoir-petrofisika (G4RP).
6. Berdasarkan data sementara karakteristik *shale HC* di Indonesia berbeda dengan karakter *shale HC* di Amerika Serikat namun masih berada di dalam kisaran karakteristik yang memenuhi syarat sebagai reservoir *shale HC*. Dengan demikian, hal ini bukan merupakan halangan, justru merupakan hal yang harus dipahami dan didalami agar penentuan *area sweet spot* reservoir MNK *shale HC* dapat ditentukan dan pelaksanaan pemboran sumur pembuktian dengan trajektori horizontal dan dilakukan stimulasi dengan *multi stage fracturing*

- (membuat rekahan secara bertahap pada reservoir *shale HC*) dapat dilaksanakan secara optimal.
7. Data karakteristik *shale HC* di Indonesia masih harus ditambah sebelum dilakukan pilot sumur MSFHW terutama yang menyangkut sifat kegetasan (*ductility shale*) yang merupakan faktor penting dalam proses *fracturing*.
 8. Produksi migas dari *shale* di Formasi Eagle Ford, Lapangan Fasken, Texas Amerika Serikat terbukti dihasilkan dari berbagai macam karakter reservoir *shale HC*.
 9. Pelaksanaan MFSHW harus dilakukan dengan persiapan yang optimal baik dari penentuan lokasi, perhitungan luas area (untuk memasukkan peralatan stimulasi), ketersediaan air, kesiapan *service company*, manajemen logistik, sumber daya manusia (SDM), dan perencanaan teknologi pemboran horizontal dan perekahan yang tepat dan baik.
 10. Pelaksanaan *pilot project* MSFHW diharapkan dapat dilakukan secara masif dan simultan di beberapa cekungan migas produktif WK produksi (konvensional) karena fasilitas produksi telah tersedia, hal ini bertujuan untuk menekan biaya pelaksanaan *project* tersebut.
 11. Pelaksanaan *pilot project* MSFHW dapat ditugaskan kepada Pertamina melalui dana KKP.
 12. Estimasi biaya *pilot project* MSFHW sebesar lebih kurang USD 22 juta.
 13. Dukungan dari Ditjen Migas dan SKKMIGAS dalam aspek regulasi dan data diharapkan dapat menghasilkan kebijakan yang mendorong perusahaan eksplorasi dan eksploitasi MNK *shale HC* di Indonesia.
 14. Percepatan eksplorasi dan eksploitasi MNK *shale HC* melalui MSFHW ini merupakan tanggung jawab seluruh pemangku kepentingan, terutama Pemerintah Republik Indonesia sebagai salah satu tumpuan utama masa depan ketahanan energi nasional.
 15. Revisi/ pencabutan terhadap Permen ESDM No.05 Tahun 2012 Tentang Tata Cara Penetapan dan Penawaran Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi Non Konvensional. Pada Pasal 13 ayat 2 tertulis: Kontraktor Migas atau Kontraktor Gas Metana Batubara yang berminat mengusahakan Migas Non Konvensional di Wilayah Kerja Migas atau Wilayah Kerja Gas Metana Batubara sebagaimana dimaksud pada ayat (1) wajib mengajukan usulan Penawaran Langsung Wilayah

Kerja melalui Studi Bersama dengan melampirkan persyaratan permohonan Penawaran Langsung Wilayah Kerja, paling lama 60 (enam puluh) hari kalender terhitung sejak tanggal diterimanya surat pemberitahuan dari Direktur Jenderal. Hal tersebut berpotensi mengurangi minat eksplorasi dan eksploitasi MNK oleh pemegang WK migas konvensional karena harus mengajukan kontrak baru untuk WK MNK. Bersama-sama SKKMIGAS dan Ditjen Migas telah menyetujui untuk dilakukan pencabutan Permen tersebut.

KATA PENGANTAR

Puji syukur kami panjatkan ke hadirat Allah SWT karena atas karunia-Nya pelaksanaan Penelitian Percepatan Eksplorasi dan Eksploitasi MNK *SHALE HC* melalui Implementasi Sumur Pilot *Multi Stage Fracturing Horizontal Well* (MSFHW) dapat dilaksanakan dengan lancar dan selesai tepat waktu.

Pengusahaan MNK di Indonesia adalah salah satu upaya untuk menambah sumberdaya dan cadangan migas nasional. Sumberdaya MNK di Indonesia diprediksi sangat melimpah berdasarkan data cadangan migas konvensional. Berbagai perhitungan sumberdaya dan *assessment* baik oleh institusi dalam dan luar negeri telah dilakukan dan menyebutkan bahwa potensi MNK di Indonesia sangat besar. Oleh karena itu dengan adanya Penelitian Percepatan Eksplorasi dan Eksploitasi MNK *SHALE HC* melalui Implementasi Sumur Pilot *Multi Stage Fracturing Horizontal Well* (MSFHW) diharapkan dapat segera membuktikan potensi MNK di Indonesia.

Terima kasih kepada Kepala Badan Litbang ESDM dan Kapus PPPTMGB “LEMIGAS” atas kesempatan dan dukungan yang diberikan terhadap penelitian MNK *SHALE HC* di Indonesia. Ucapan terima kasih juga ditujukan kepada seluruh pihak yang terlibat dalam pelaksanaan studi hingga sehingga dapat menghasilkan naskah akademis dan masukan kebijakan terkait pengusahaan MNK *SHALE HC* di Indonesia yaitu Direktorat Jenderal Migas, SKKMIGAS, Badan Geologi, PGN Saka Energi, PT. Pertamina, khususnya PHE MNK Sumbagut, ITB, UNPAD, Universitas Trisakti, Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia (IATMI), Schlumberger dan Halliburton. Kami juga mengucapkan rasa terimakasih kepada seluruh anggota Tim Studi MNK *Shale HC* atas kerjasama yang baik. Diharapkan kajian akademis ini dapat bermanfaat bagi kemajuan eksplorasi dan eksploitasi migas khususnya migas non-konvensional di Indonesia.

Jakarta, Desember 2020

Koordinator Tim Studi

Dr. Ir. Junita Trivianty Musu, M.Sc.,

Penelitian Percepatan Eksplorasi dan Eksploitasi MNK *SHALE HC* melalui Implementasi Sumur Pilot Multi Stage Fracturing Horizontal Well (MSFHW)

DAFTAR ISI

	Halaman
JUDUL HALAMAN	
TIM PELAKSANA	
RINGKASAN EKSEKUTIF	i
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	v
DAFTAR TABEL	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR FOTO	xix
I. PENDAHULUAN	I-1
1.1 Latar Belakang	I-1
1.2 Lokasi Kajian.....	I-6
1.3 Identifikasi Masalah.....	I-7
1.4 Tahap dan Ruang Lingkup Penelitian	I-7
1.5 Maksud dan Tujuan.....	I-8
II. PELAKSANAAN KEGIATAN	II-1
II.1 Focus Group Discussion (I & II).....	II-1
II.2 Virtual Fieldtrip.....	II-4
III. NASKAH AKADEMIS USULAN <i>PILOT PROJECT MULTI STAGES FRACTURING HORIZONTAL WELL (MSFW)</i>	III-1
III.1 Potensi Migas Nonkonvensional (MNK) Indonesia.....	III-3
III.1.1. Studi-Studi Eksplorasi MNK di Indonesia	III-5
III.1.2. Cadangan Prospektif MNK di Indonesia	III-9
III.1.3. Karakteristik Shale MNK di Indonesia Berdasarkan Aspek Mineralogi	III-12
III.2 Metodologi Eksplorasi dan Eksploitasi MNK	III-22
III.2.1. Fase Eksplorasi dan Eksploitasi MNK	III-22
III.2.2. Metodologi <i>Assesment</i> MNK.....	III-22
III.2.3. Teori Geomekanika untuk <i>Fracking</i> Reservoir MNK.....	III-28
III.2.4. <i>Engineering Workflow</i> MNK.....	III-34
III.3 <i>Lesson Learn</i> Pengusahaan MNK di Amerika Serikat.....	III-37

III.3.1. Perbandingan Sejarah Eksplorasi MNK di Amerika Serikat dan Indonesia	III-37
III.3.2. Kondisi Geologi Lapangan Fasken Amerika Serikat.....	III-39
III.3.3. Karakteristik Reservoir Shale HC Formasi Eagle Ford Amerika Serikat.....	III-41
III.3.4. Operasional Pemboran MNK di Amerika Serikat	III-43
III.3.4.1. Perkembangan Metode Operasional MNK di Amerika Serikat	III-43
III.3.4.2. Studi Kasus Operasioanl MNK di Lapangan Fasken, Texas Amerika Serikat.....	III-55
III.3.4.3. Fasilitas Operasional (<i>Fracking</i>) MNK di Amerika Serikat	III-60
III.3.5. Perhitungan Cadangan dan <i>Cummulative Production</i> MNK di Lapangan Fasken Amerika Serikat	III-62
III.3.6. Keekonomian Proyek MNK di Lapangan Fasken	III-65
III.4 Tantangan dan Peluang Pengusahaan MNK di Indonesia.....	III-66
III.4.1. Pengembangan <i>Learning Curve</i> Karakteristik Reservoir Shale HC di Indonesia Melalui <i>Digital Transformation (Machine Learning for Oil and Gas)</i>	III-67
III.4.2. Strategi Operasional dan Sosial MSFHW	III-68
III.4.3. Keekonomian Lapangan Migas di Indonesia	III-71
III.4.4. Regulasi MNK di Indonesia	III-80
IV. KESIMPULAN & MASUKAN KEBIJAKAN.....	IV-1
DAFTAR PUSTAKA	V-1
LAMPIRAN	

DAFTAR TABEL

Tabel II-1	Susunan Acara FGD-1.....	II-2
Tabel II-2	Susunan Acara FGD-2.....	II-3
Tabel III-1	Sumberdaya MNK <i>Tight Reservoir</i> Cekungan Sumatra Selatan (SKK Migas & ITB, 2015).....	III-6
Tabel III-2	Estimasi <i>Recoverables Reserve</i> Migas Non-konven- sional pada WK Konvensional Pertamina EP (SKK Migas, 2017).....	III-10
Tabel III-3	Estimasi <i>Recoverables Reserve</i> Migas Nonkonvensional pada WK Konvensional di luar Pertamina EP (SKKMigas, 2017).....	III-11
Tabel III-4	Prasyarat Formasi <i>Shale</i> yang Terbukti Menghasilkan Migas (<i>Modified after George E. King, Apache Corporation SPE 133456</i>).....	III-13
Tabel III-5	Summary Karakteristik/ <i>Properties</i> dari Reservoir <i>Shale Gas</i> di beberapa Cekungan Sedimen di Indonesia (EIA, 2013)	III-21
Tabel III-6	Summary Karakteristik/ <i>Properties</i> dari Reservoir <i>Shale Oil</i> di beberapa Cekungan Sedimen di Indonesia (EIA, 2013)	III-21
Tabel III-7	Uraian disiplin ilmu dan uraian tentang apa (<i>what</i>), mengapa (<i>why</i>) dan bagaimana (<i>how</i>) yang terkait dengan beberapa properti yang mendukung studi MNK <i>shale</i> hidrokarbon.....	III-23
Tabel III-8	Data yang dibutuhkan dalam analisis geomekanik UNPAD, 2020)	III-27
Tabel III-9	Data minimal yang dibutuhkan pada analisis reservoir HC (Clarkson <i>et. al.</i> tahun 2011).....	III-36
Tabel III-10	Data yang dibutuhkan untuk mengetahui <i>Hydraulic Fracture Properties</i> (Clarkson <i>et. al.</i> tahun 2011).	III-36
Tabel III-11	Estimasi biaya sumur MNK.	III-73

Tabel III-12	Estimasi biaya fasilitas produksi.	III-74
Tabel III-13	Skenario pengembangan.....	III-75

DAFTAR GAMBAR

Gambar I-1	Kurva pasokan dan kebutuhan migas nasional sejak 2012 sampai 2020 (Ditjen Migas, 2020).....	I-1
Gambar I-2	Kondisi dan tantangan industri hulu migas Indonesia (Ditjen Migas 2020)	I-2
Gambar I-3	Komponen <i>petroleum system</i> yang menunjukkan antara kitchen area dan reservoir di atasnya pada <i>geographic extent</i> yang tidak terlalu jauh. Hal ini berarti keberadaan migas nonkonvensional tidak terlalu jauh dari lapangan migas konvensional (Magoon and Dow, 2004).....	I-3
Gambar I-4	Peta jumlah sumber daya migas Indonesia (Laporan Tahunan SKKMigas 2019)	I-4
Gambar I-5	Peta potensi shale gas di beberapa cekungan sedimen di Indonesia dengan total sumberdaya spekulatif sebesar 574,07 TCF (Badan Geologi, 2011).....	I-4
Gambar I-6	Data produksi natural gas dan <i>crude oil</i> Amerika Serikat yang meningkat sebesar 70% untuk gas dan 60% untuk minyak sebagai tambahan produksi migas dari reservoir nonkonvensional (<i>Energy Information Administration, 2019</i>	I-5
Gambar I-7	Data kurva energi Amerika Serikat yang menunjukkan pada tahun 2018 berubah dari negara pengimpor menjadi negara pengeksport energy (<i>Energy Information Administration, 2019</i>).....	I-6
Gambar I-8	Ruang lingkup penelitian.....	I-8
Gambar II-1	Berbagai pemangku kepentingan dalam kegiatan Pengusahaan migas nonkonvensional (Lemigas, SKK Migas, Ditjen Migas, Pusdatin, Pertamina, PGN Saka Energi, ITB, UNPAD, Universitas	

	Trisakti, IATMI, Schlumberger dan Halliburton) yang terlibat dalam FGD Bulan Agustus tahun 2020	II-2
Gambar II-2	<i>Origin</i> dari Danau Singkarak yang merupakan hasil dari sesar geser Sumatera yang berarah Baratlaut-Tenggara (Hilman, 2002)	II-5
Gambar II-3	<i>Modern fluvio lacustrine analogue</i> dari danau Singkarak yang dapat menjelaskan fasies-fasies sedimen yang terbentuk. Masing-masing fasies memiliki karakteristik yang berbeda dan berpengaruh terhadap parameter-parameter reservoir <i>shale</i> HC... ..	II-6
Gambar II-4	Singkapan Formasi Sangkarewang yang merupakan endapan danau (<i>lacustrine</i>) yang berumur Paleosen di Cekungan Ombilin Sumatra Barat. Formasi Sangkarewang memiliki nilai TOC dan cukup getas dengan litologi penyusun berupa perselingan <i>shale</i> dan batupasir halus hingga kasar. Formasi Sangkarewang diendapkan pada fase synrift dan salah satu contoh analog permukaan dengan formasi <i>shale</i> HC di bawah permukaan yang cukup ideal memberikan informasi mengenai parameter-parameter ideal dari suatu reservoir HC..	II-7
Gambar II-5	Formasi Pematang yang berumur Eosen-Oligosen merupakan salah satu contoh reservoir shale HC di Cekungan Sumatera Tengah. Singkapan berada di area Telok Kuantan di site Tambang Batubara PT. MIA.....	II-8
Gambar II-6	Persentase sebaran fasies yang terbentuk pada Danau Singkarak. Fasies dominan berupa <i>deep lacustrine pelagic, fluvial meandering channel complex, fan delta</i> dan <i>shallow lacustrine</i>	II-11
Gambar II-7	Sebaran nilai TOC di Danau Singkarak. Fasies <i>deep lacustrine</i> berkisar 2,18 hingga 2.8 %wt sedangkan	

	pada fasies-fasies di tepi danau nilai TOC bervariasi hingga mencapai 4%wt atau lebih karena pengaruh komposisi tumbuhan tingkat tinggi sebagai sumber material organik yang terendapkan.....	II-11
Gambar II-8	(kanan) Data variasi perbandingan sand terhadap <i>shale</i> pada masing-masing fasies modern analogue based dan outcrop based menunjukkan bahwa lingkungan lacustrine (<i>inner shelf, middle shelf, deep lacustrine fan</i> dan <i>deep lacustrine</i>) memiliki jumlah shale yang tinggi dibandingkan dengan lingkungan pengendapan yang lainnya. (kiri) perbandingan jumlah mineral kuarsa-feldspar-lithic dari singkapan batuan Formasi Pematang bagian selatan (Kuansing dan Indragiri Hulu) menunjukkan dominasi dari mineral kuarsa lebih tinggi daripada percontoh dari bagian utara (Bangkinang, Rantau, Berangin) yang lebih seimbang antara jumlah mineral kuarsa-feldspar-lithic.....	II-12
Gambar II-9	Data sebaran nilai TOC fasies <i>lacustrine delta</i> paling tinggi (66,01 – 76,23 %wt), fasies <i>fluvial coal floodplain</i> (32,41 – 54,02 %wt), fasies <i>brown shale</i> (0,23 – 6,62 %wt) dan fasies <i>fluvial shale flood plain</i> (1,31 – 6,17 %wt).....	II-12
Gambar III-1	Produksi migas pada saat ini berada pada era reservoir dengan permeabilitas rendah (0.001–0.0001 Md) (IATMI 2020).....	III-1
Gambar III-2	Pemahaman <i>unconventional plays</i> dari sisi heterogenitas, kualitas reservoir dan kualitas <i>completion</i> (Schlumberger, 2020)	III-2
Gambar III-3	Komposisi dan diagram mineralogi (Cly-Qtz/fsp-Carbonate) dari shale Formasi Barnett, Woodford, Caney, Eagle Ford, Marcellus dan Haynesville di	

	Amerika serikat yang berlainan (Schlumberger 2020).....	III-2
Gambar III-4	<i>Resource Comparison from USGS</i>	III-3
Gambar III-5	Ilustrasi perangkap Migas Konvensional dan dimensi dari batuan sumber pada <i>kitchen</i> di Sub-Cekungan Jambi, Sumatera Selatan (atas) dan Cekungan Sumatera Utara (bawah)	III-4
Gambar III-6	Shale dari Formasi Lower Baong bagian bawah memiliki nilai TOC lebih besar dari 1.5% dan berada pada zona puncak pembentukkan minyak merupakan salah satu zona yang prospek untuk dikembangkan.....	III-5
Gambar III-7	Lokasi penelitian <i>Shale Hydrocarbon</i> yang telah dilakukan oleh Badan Geologi (2014-2018).....	III-7
Gambar III-8	Peta lokasi perhitungan sumberdaya <i>Shale Hydrocarbon</i> yang dilakukan oleh Badan Geologi tahun 2020	III-7
Gambar III-9	Peta <i>assessment</i> potensi shale HC di Indonesia (EIA, 2013).....	III-8
Gambar III-10	Cekungan-cekungan produktif di Indonesia yang direkomendasikan untuk dilakukan pengeboran MSFHW.	III-12
Gambar III-11	Peta posisi studi karakterisasi shale HC yang dilakukan oleh Lemigas bersama Pertamina EP.....	III-13
Gambar III-12	Kolom stratigrafi regional dari Cekungan Sumatera Utara. Target analisis adalah Formasi Baong Bawah dan Belumai yang berumur Miosen Awal	III-14
Gambar III-13	Ruang lingkup studi karakterisasi shale HC. Bagian pertama dilakukan oleh PHE MNK Sumatera Utara. Bagian kedua dan ketiga dilakukan oleh Lemigas	III-15
Gambar III-14	Karakteristik shale Formasi Baong Bawah dan Belumai masih analog dengan formasi shale penghasil migas nonkonvensional. F. Baong	

	Bawah analog dengan F. Montney, sedangkan F. Belumai analog dengan F. L. Marcellus dan F. Bakken	III-17
Gambar III-15	Rumus perhitungan BI berdasarkan data XRD adalah perbandingan antara jumlah Q+Ca terhadap jumlah Q+ Ca+Cly+TOC (Wang and Gale, 2009)	III-18
Gambar III-16	Perbandingan komposisi mineral berdasarkan data petrografi pada Formasi Baong Bawah dan Belumai menunjukkan bahwa Formasi Baong relatif lebih <i>ductile</i> daripada Formasi Belumai.	III-18
Gambar III-17	Perbandingan komposisi mineral Formasi Baong Bawah dan Belumai menunjukkan bahwa Formasi Belumai memiliki indeks kegetasan lebih baik.	III-19
Gambar III-18	Analisis geokimia menunjukkan bahwa TOC berkisar dari rendah sampai sedang, kematangan masih dalam tahap belum matang hingga gas basah, tipe kerogen didominasi oleh <i>maceral</i> / vitrinit (<i>gas prone</i>).....	III-19
Gambar III-19	Komposisi mineralogi shale (a) dan mineral <i>clay</i> (b) pada beberapa target formasi di Indonesia maupun di Amerika Serikat.....	III-20
Gambar III-20	Fase-fase Pengembangan Shale HC	III-22
Gambar III-21	Skema evaluasi Shale HC yang terdiri atas berbagai disiplin ilmu yaitu Geologi, Gofisika, Resvoir dan Geomekanik (Trisakti, 2020).....	III-24
Gambar III-22	Metodologi karakterisasi MNK (UNPAD, 2020)	III-25
Gambar III-23	Contoh model <i>crosssection</i> dengan berbagai sebaran properties	III-25
Gambar III-24	Parameter cut-off dalam shale HC (AAPG/SPE, 2017)	III-26
Gambar III-25	Contoh Pemetaan <i>sweet spot</i> reservoir HC setelah melakukan <i>cut-off</i> dari parameter shale HC.....	III-26
Gambar III-26	Contoh alur pembuatan lithofacies di Formasi Barnett Amerika Serikat	III-27

Gambar III-27	Ilustrasi model geomekanik untuk tujuan pengukuran <i>in-situ stress</i> pada unit batuan <i>shale</i>	III-29
Gambar III-28	Jenis-jenis parameter geomekanika	III-29
Gambar III-29	Metode untuk menentukan S_{Hmax} dari <i>wellbore failure</i> .	III-29
Gambar III-30	<i>Stress state</i> yang dibatasi oleh <i>frictional rock strength</i> .	III-30
Gambar III-31	Pembahasan <i>geomechanics stress regime</i> oleh Anderson (1951).....	III-30
Gambar III-32	Tipe <i>fracture</i> yang terbentuk di beberapa jenis sesar..	III-31
Gambar III-33	Perhitungan <i>In situ stress</i> dengan memanfaatkan data tekanan bawah permukaan (GMI, 2001).....	III-32
Gambar III-34	Perhitungan <i>brittleness Index (BI)</i>	III-33
Gambar III-35	Kandungan clay mempengaruhi kompleksitas proses HF dan produksi gas	III-33
Gambar III-36	<i>Shale engineering life cycle workflow</i> (Baker Huges, 2020).....	III-35
Gambar III-37	Workflow yang digunakan untuk optimasi pengembangan lapangan shale HC (Clackson <i>et. al.</i> , 2011)	III-35
Gambar III-38	Ringkasan sejarah perusahaan <i>shale HC</i> di Amerika Serikat sejak tahun 1821 dan baru sejak tahun 2000 <i>shale gas</i> di Amerika Serikat mulai stabil.....	III-37
Gambar III-39	Kurva fluktuasi harga minyak dunia sejak tahun 1861 hingga 2014. Peristiwa-peristiwa penting seperti perang dan kebutuhan energi dunia oleh industri serta produksi <i>shale gas</i> Amerika Serikat	III-38
Gambar III-40	Ringkasan sejarah perusahaan <i>shale HC</i> di Indo-nesia	III-38
Gambar III-41	Peta Wilayah Kerja <i>Unconventional Shale HC</i> di Amerika Serikat. Lapangan Fasken terletak di Negara Bagian Texas berbatasan dengan <i>Gulf of Mexico</i>	III-39
Gambar III-42	Permeabilitas dari Formasi Eagle Ford sangat kecil	

	yaitu hanya 75 Nanodarcy. Kedalaman dari <i>shale</i> di Lapangan Fasken adalah yang terdalam yaitu 8000'-15000' dibandingkan dengan lapangan-lapangan <i>shale HC</i> lain di Amerika Serikat	III-42
Gambar III-43	Proses stimulasi sumur horizontal <i>unconventional</i> pada dekade awal operasional produksi migas dari reservoir shale HC di Amerika Serikat. Operasional masih belum efektif karena baru mengandalkan <i>natural stimulation</i> dan metode perforasi yang dilakukan adalah metode <i>stac & frac</i> masih yag belum efisien secara operasional (membutuhkan waktu lama) sehingga biaya operasional masih tinggi (Schlumberger, 2020).....	III-44
Gambar III-44	Grafik perubahan persentasi pemboran vertikal, horizontal dan <i>directional</i> di Amerika Serikat dari tahun 1991 sampai 2014 (Schlumberger 2020).	III-45
Gambar III-45	Evolusi dari metode <i>completion</i> dari awal pengembangan sampai dengan sekarang di Amerika Serikat (Schlumberger, 2020)	III-46
Gambar III-46	Kurva jumlah rig dan <i>stages</i> dari <i>fracturing</i> yang dilakukan pada play-play di Amerika Utara yang menunjukkan penggunaan rig makin efektif dengan <i>stages fracturing</i> masih tinggi (Schlumberger, 2020)	III-47
Gambar III-47	Intensitas dari <i>proppant</i> dan <i>stage length</i> . Volume <i>proppant</i> yang diinjeksikan makin massif dan length dari <i>stages</i> makin pendek (Schlumberger, 2020).....	III-47
Gambar III-48	Jenis <i>fluid</i> untuk pencampur <i>proppant</i> yang akan diinjeksikan menunjukkan bahwa slick water makin banyak digunakan. Supaya PPA dari <i>proppant</i> yang akan diinjeksikan tetap tinggi digunakan teknologi <i>high viscous fricrion reducer</i>	

	(Schlumberger, 2020)	III-48
Gambar III-49	<i>Typical slickwater fracturing design</i> (Schlumberger, 2020)	III-48
Gambar III-50	Grafik <i>completion cost</i> yang menurun seiring dilakukannya efisiensi operasional <i>fracturing</i> (Schlumberger, 2020)	III-51
Gambar III-51	<i>Unconventional completion today, 40% of wells are still uneconomic</i> (Schlumberger, 2020).....	III-52
Gambar III-52	Data <i>stress</i> batuan di bawah permukaan yang beragam mengakibatkan rata-rata 40% sumur-sumur <i>unconventional</i> di Amerika Serikat tidak ekonomis (Schlumberger, 2020)	III-52
Gambar III-53	Data <i>production log</i> terdapat rata-rata 40% <i>cluster</i> yang tidak terproduksi (Schlumberger, 2020).....	III-53
Gambar III-54	Data <i>production history</i> dan <i>microseismic matching</i> 40% tidak terbentuk <i>framework</i> (Schlumberger, 2020).....	III-53
Gambar III-55	Data <i>geometric completion</i> berupa <i>cluster, fracrures</i> dan <i>well production</i> menunjukkan rata-rata 40% belum berhasil diproduksi dari sumur-sumur <i>unconventional</i> di Amerika Serikat.....	III-53
Gambar III-56	<i>Completion</i> dengan metode <i>plug</i> kurang efektif (Schlumberger, 2020)	III-54
Gambar III-57	Penggunaan <i>chemical diversion</i> dapat meningkatkan efisiensi <i>completion</i> dan meningkatkan produksi MNK (Schlumberger, 2020).	III-54
Gambar III-58	<i>Well Type</i> dari MSFHW di Lapangan Fasken (PGN Saka Energi, 2020)	III-55
Gambar III-59	Strategi penempatan pemboran dan <i>multi stages hydraulic fracturing</i> di Lapangan Fasken dari tahun 2013 sampai dengan 2018 (PGN Saka Energi, 2020).....	III-55
Gambar III-60	Jenis <i>fluid</i> yang diinjeksikan di Lapangan Fasken	

	terdiri atas <i>slick-water</i> dan <i>hybrid</i> tergantung dari pemboran yang akan dilakukan (PGN Saka Energi, 2020).....	III-57
Gambar III-61	Contoh studi kasus di Eagle Ford Texas dapat mengurangi durasi waktu kompleksi hingga 46% (Schlumberger, 2020)	III-57
Gambar III-62	Contoh studi kasus di Eagle Ford Texas melakukan intensifikasi <i>fracking</i> pada <i>cluster-cluster</i> sehingga dapat meningkatkan produksi hingga 21% (Schlumberger, 2020)	III-58
Gambar III-63	Contoh studi kasus di Eagle Ford Texas <i>chemical diversion</i> dapat menggantikan semen (Schlumberger, 2020).	III-58
Gambar III-64	<i>Frac hit remediation</i> pada sumur-sumur lama/ terdekat yang terpengaruh oleh <i>fracturing</i> sumur baru. Dengan kegiatan <i>microseismic</i> maka area sumur lama yang terpengaruh <i>fracking</i> akan ditandai dan selanjutnya dilakukan <i>remediation</i> (PGN Saka Energi, 2020)	III-59
Gambar III-65	<i>Engineering workflow & Development strategy</i> MNK (IATMI, 2020)	III-60
Gambar III-66	Peta area produksi minyak (hijau), kondensat (oranye) dan gas (merah) di Lapangan Fasken Amerika Serikat (PGN Saka Energi, 2020)	III-63
Gambar III-67	Kurva produksi gas dari Lapangan Fasken yang menunjukkan bahwa peningkatan produksi gas seiring dengan investasi berkelanjutan dan program pemboran yang terus meningkat. (PGN Saka Energi, 2020).	III-63
Gambar III-68	Grafik <i>gas rate production</i> pada Formasi Eagle Ford dapat dijadikan input data untuk perhitungan <i>reserve</i> (grafik kedua adalah base case atau 2P dari cadangan) (PGN Saka Energi, 2020).....	III-64

Gambar III-69	Peta infrastruktur jaringan pipa gas dari lapangan-lapangan penghasil gas hingga ke fasilitas LNG di pantai Gulf of Mexico Amerika Serikat (PGN Saka Energi, 2020)	III-66
Gambar III-70	<i>Digital Transformation in Oil and Gas Industry</i>	III-68
Gambar III-71	<i>Machine Learning Workflow in Oil and Gas Industry</i>	III-68
Gambar III-72	Perbandingan data kedalaman rata-rata, TOC, Young Modulus, Poison Ratio dan <i>Pressure Gradient</i> antara shale di Indonesia (diagram balok warna biru) dan shale di Amerika Serikat (diagram balok warna merah)	III-70
Gambar III-73	Profil produksi dengan 10 fracture (MSFHW)	III-76
Gambar III-74	Skema bagi hasil Gross Split	III-77
Gambar III-75	Simulasi Keekonomian MNK.....	III-77
Gambar III-76	Indikator Keekonomian dan <i>Cashflow</i> Keekonomian MNK	III-78
Gambar III-77	Sensitifitas harga gas terhadap keekonomian GOI maupun Kontraktor K.....	III-79
Gambar III-78	Sensitifitas terhadap perubahan NPV Kontraktor.....	III-79
Gambar III-79	Sensitifitas terhadap perubahan IRR Kontraktor.....	III-80

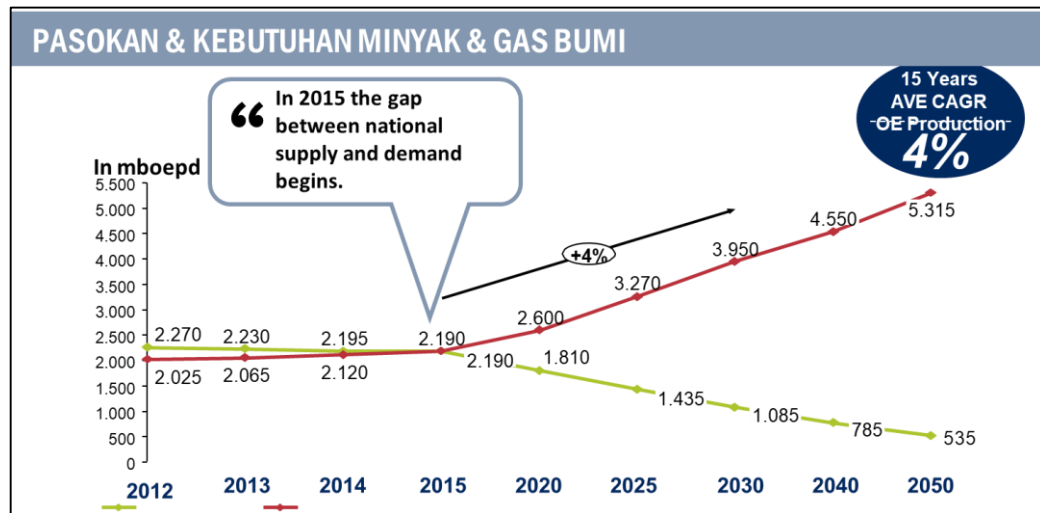
DAFTAR FOTO

Foto II-1	Dokumentasi pelaksanaan FGD-1 tanggal 6 Agustus 2020 dan FGD-2 tanggal 13 Agustus 2020 di Pusdiklat Geominerba Bandung.....	II-4
Foto II-2	Dokumentasi kegiatan fieldtrip <i>modern lacustrine</i> di Danau Singkarak, Formasi Sangkarewang di Cekungan Ombilin dan Formasi Pematang di Cekungan Sumatera Tengah.....	II-9
Foto III-1	<i>Cased cemented Plug-and-Perf completion</i> (Schlumberger, 2020)	III-45
Foto III-2	Jenis-jenis <i>fluid</i> yang digunakan untuk menginjeksikan proppant (<i>slickwater, cross-link, linier gel</i> dan <i>HiWay Flow Channel Technique</i>) (Schlumberger, 2020)	III-49
Foto III-3	Perbandingan hasil <i>fracking</i> konvensional dengan <i>HiWAY Channel fracturing</i>	III-50
Foto III-4	Dokumentasi Foto Lapangan Fasken Amerika Serikat yang dikelola oleh SilverBow sebagai operator utama dan partner dari PGN Saka Energi. .	III-59
Foto III-5	Foto fasilitas operasional dalam pekerjaan <i>fracking</i> MNK di Amerika Serikat.....	III-61

I. PENDAHULUAN

I.1. Latar Belakang

Produksi migas nasional yang berasal dari reservoir konvensional terus mengalami penurunan dimulai sejak tahun 1995 hingga saat ini, sebaliknya kebutuhan akan migas nasional semakin meningkat. Sejak tahun 2015 hingga saat ini perbandingan antara jumlah kebutuhan dan pasokan migas telah beririsan - sehingga mulai tahun 2020 Indonesia telah menjadi negara *net importir* dengan peningkatan defisit pasokan dalam negeri sebesar 4% per tahun (**Gambar I-1**).

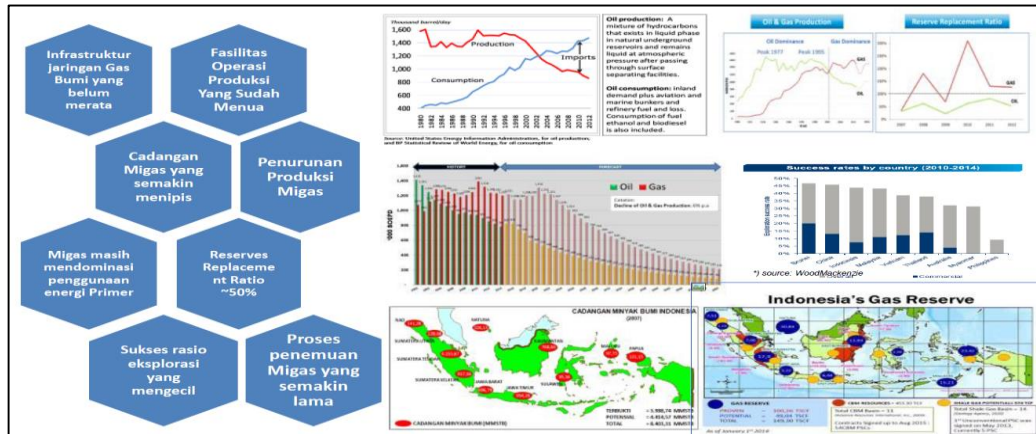


Gambar I-1. Kurva pasokan dan kebutuhan migas nasional sejak 2012 sampai 2020 (Ditjen Migas, 2020)

Secara umum kondisi dan tantangan industri migas Indonesia pada saat ini meliputi antara lain (**Gambar I-2**):

- Lapangan migas konvensional tidak mudah melakukan komersialisasi gas, di mana masih terdapat 50% produksi yang belum dapat dimonetisasi akibat infrastruktur yang masih belum terintegrasi dan memadai.
- Fasilitas operasi produksi sudah semakin menua.
- Cadangan migas semakin menipis jika tidak segera dilakukan eksplorasi yang intensif.
- Penurunan produksi migas.
- Migas masih mendominasi penggunaan energi primer.
- *Reserves Replacement Ratio* (RRR) masih kurang dari 50%.

- Sukses rasio eksplorasi yang mengecil.
- Proses penemuan migas yang semakin lama dan sulit.
- Perubahan paradigma migas sebagai nilai tambah (*added value*) dan bukan lagi sebagai sumber pendapatan.

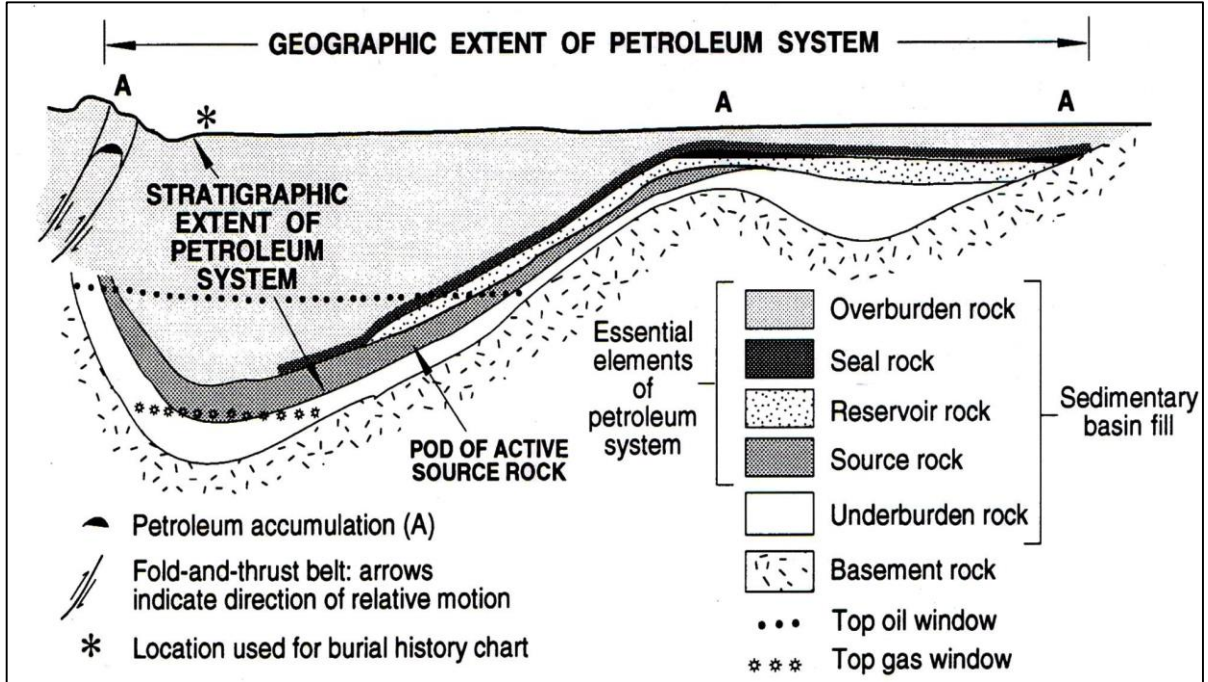


Gambar I-2. Kondisi dan tantangan industri hulu migas Indonesia (Ditjen Migas 2020)

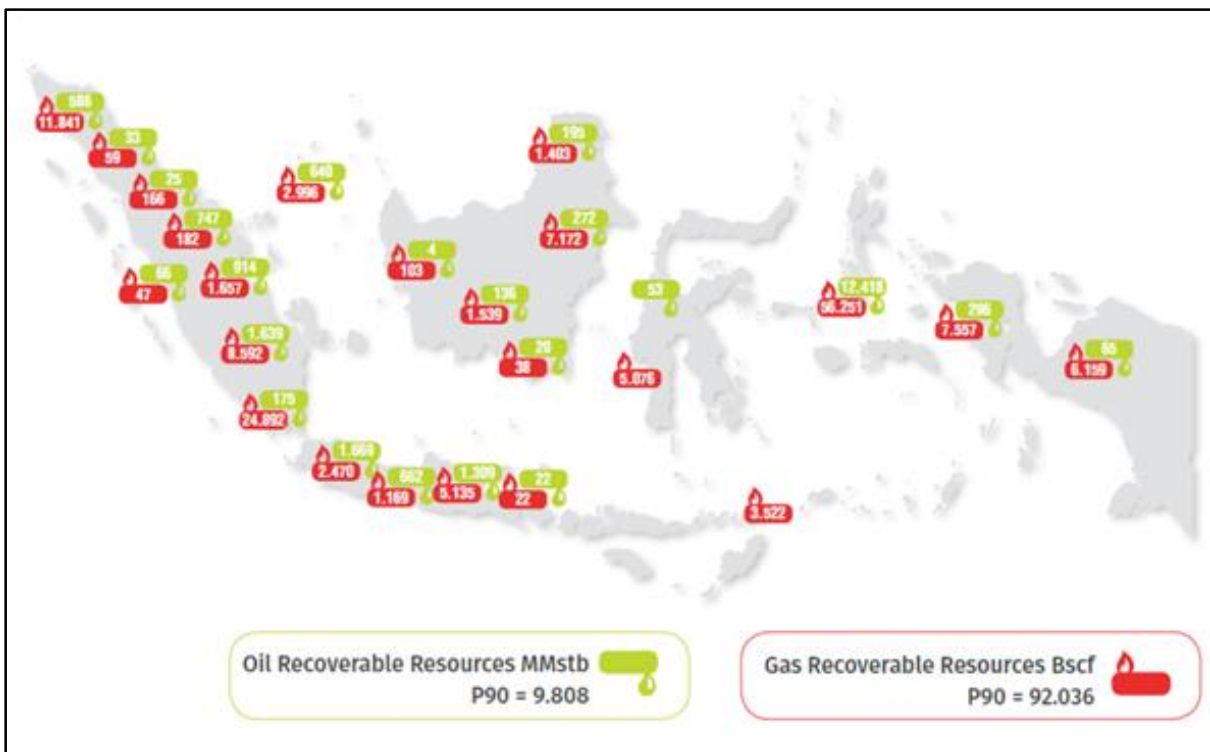
Untuk menanggulangi berbagai permasalahan dunia migas di dalam negeri maka perlu dilakukan upaya lain untuk menambah cadangan dan produksi migas nasional, salah satunya adalah dengan perusahaan migas non-konvensional (MNK). Secara geologi keberadaan lapangan migas dari reservoir konvensional membuktikan bahwa masih terdapat potensi migas dari reservoir MNK yang berada pada *kitchen area* yang terletak tidak terlalu jauh dari lapangan-lapangan *existing*. Berdasarkan skema sistem migas, area dapur pembentukan migas (*kitchen area*) yang memiliki jarak geografis (*geographic extent*) maksimal kurang lebih sejauh 40 km untuk minyak ringan dan 100 km untuk gas – hal ini tergantung dari kekayaan kandungan material organik di area dapur yang dapat digenerasikan menjadi minyak atau gas (**Gambar I-3**).

Saat ini diketahui total sumberdaya migas dari lapangan-lapangan migas konvensional Indonesia yaitu *Oil Recoverable Resources* P90 sebesar 9.908 MMstb dan *Gas Recoverable Resources* P90 sebesar 92.036 Bscf (SKKMIGAS, 2019) (**Gambar I-4**). Dengan total potensi pada reservoir konvensional tersebut maka diyakini bahwa Indonesia masih menyimpan potensi MNK yang jauh lebih besar. Berdasarkan laporan dari Badan Geologi (2011), total potensi sumberdaya spekulatif *shale gas* mencapai 574,07 TCF yang tersebar pada 14 cekungan-cekungan

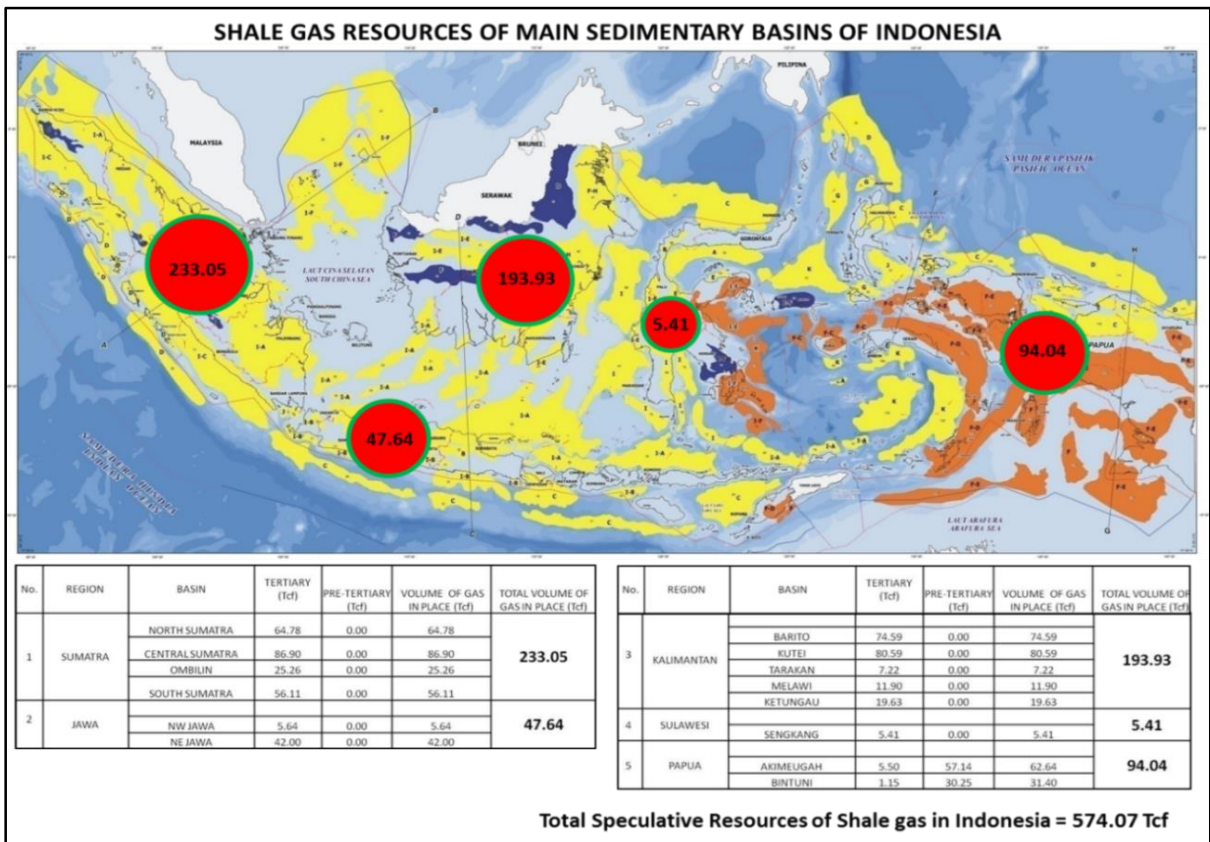
sedimen di Indonesia, yang umumnya didominasi oleh cekungan-cekungan di Sumatra (**Gambar I-5**).



Gambar I-3. Komponen *petroleum system* yang menunjukkan antara *kitchen area* (*pod of active source rock*) dan reservoir di atasnya pada *geographic extent* yang tidak terlalu jauh. Hal ini berarti keberadaan MNK berada tidak terlalu jauh dari lapangan migas konvensional (Magoon and Dow, 2004).

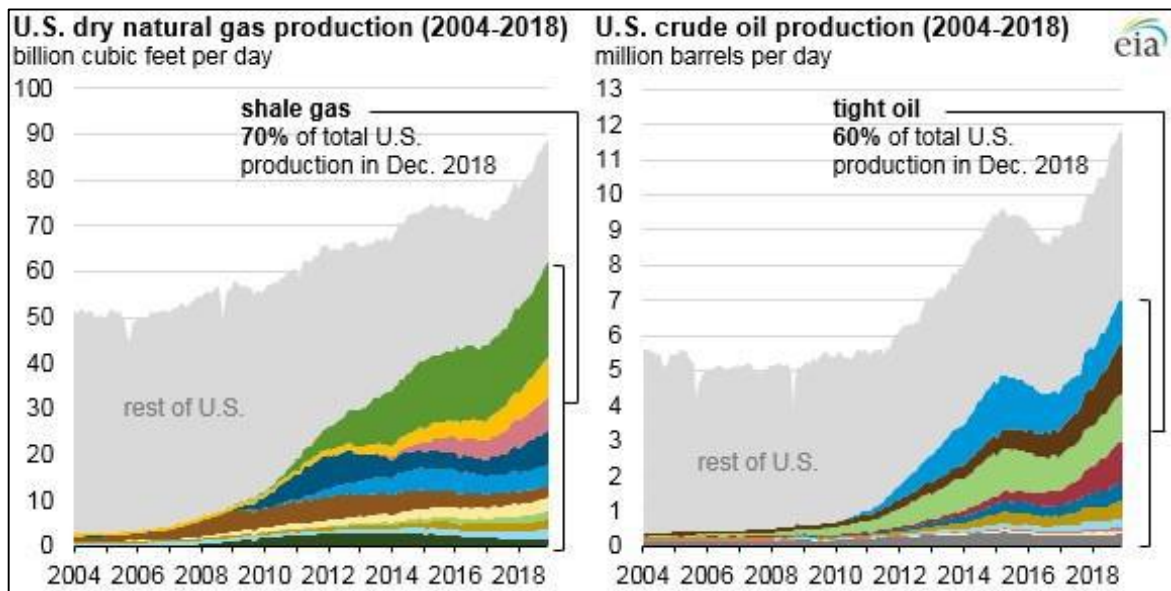


Gambar I-4. Peta jumlah sumber daya migas Indonesia (Laporan Tahunan SKKMIGAS, 2019).

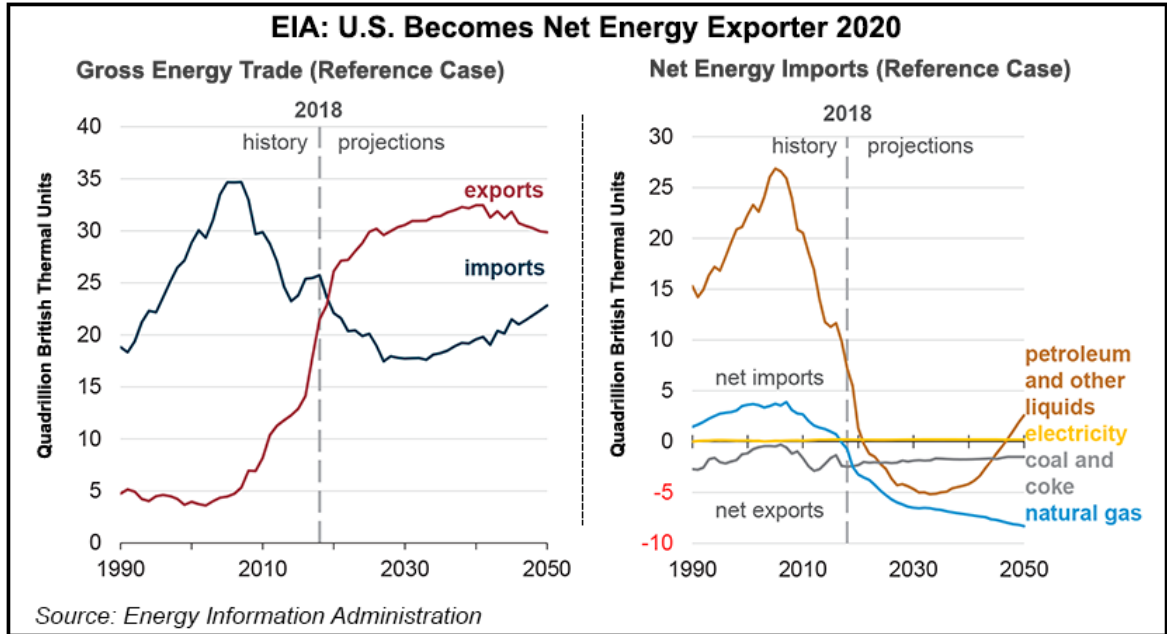


Gambar I-5. Peta potensi shale gas di beberapa cekungan sedimen di Indonesia dengan total sumberdaya spekulatif sebesar 574,07 TCF (Badan Geologi, 2011).

Contoh sukses MNK di dunia juga telah terbukti bahkan dapat mempengaruhi peta industri migas dunia adalah keberhasilan Amerika Serikat. Salah satu contoh adalah produksi MNK dari Formasi Barnett pada tahun 2001. Selanjutnya penemuan *shale gas* pada Formasi Haynesville dan Formasi Eagle Ford membuktikan Amerika Serikat dapat meningkatkan produksi gas sampai 70% dari reservoir non-konvensional *shale gas* dan 60% minyak dari reservoir non-konvensional *tight oil sand* pada tahun 2004 sampai 2018 (**Gambar I-6**). Hal tersebut menyebabkan Amerika Serikat telah berubah dari sebuah negara pengimpor energi menjadi negara pengeskor energi sejak tahun 2018 (**Gambar I-7**).



Gambar I-6. Data produksi natural gas dan *crude oil* Amerika Serikat yang meningkat sebesar 70% untuk gas dan 60% untuk minyak sebagai tambahan produksi migas dari reservoir non-konvensional (*Energy Information Administration, 2019*).



Gambar I-7. Data kurva energi Amerika Serikat yang menunjukkan pada tahun 2018 berubah dari negara pengimpor menjadi negara pengeksport energy (*Energy Information Administration, 2019*).

Peluang untuk percepatan produksi migas raksasa (*giant*) dari reservoir *shale* sangat besar. Sejak tahun 2011 berbagai pemangku kepentingan (LEMIGAS, SKKMIGAS, Universitas, Pertamina serta KKKS) telah melaksanakan berbagai studi perhitungan sumberdaya MNK, namun hingga saat ini belum melakukan pembuktian keberadaan dan potensi sumberdaya tersebut. Untuk membuktikan sumberdaya MNK maka perlu dilakukan pemboran *Pilot Project Multi Stage Fracturing Horizontal Well* (MSFHW). Untuk tercapainya pelaksanaan pemboran *Pilot Project Multi Stage Fracturing Horizontal Well* (MSFHW) tersebut masih harus dibangun pemahaman kondisi bawah permukaan terutama aspek geomekanik batuan (*rock mechanics*) yang sangat penting dalam keberhasilan operasional pemboran dan *fracturing*, mengingat fase studi MNK di Indonesia masih dini (dimulai sekitar tahun 2011) bila dibandingkan dengan studi yang telah dilakukan di Amerika Serikat yaitu sejak tahun 1821.

I.2. Lokasi Kajian

Penelitian mengenai percepatan eksplorasi dan eksploitasi MNK *shale hydrocarbon* pada tahun 2020 ini mencakup cekungan-cekungan migas konvensional yang telah menghasilkan hidrokarbon dengan mengacu pada contoh

lapangan *unconventional* Amerika Serikat yang telah berproduksi.

I.3. Identifikasi Masalah

Permasalahan yang dihadapi pada pengusahaan produksi migas dari reservoir non-konvensional terdiri atas dua aspek. Aspek pertama adalah dari sisi kajian teknis dan aspek kedua adalah sisi kajian pendukung.

Dari aspek teknis dijumpai beberapa permasalahan antara lain:

1. Walaupun status sebagai sumberdaya telah diketahui namun cadangan terukur belum diketahui.
2. Metode perhitungan cadangan memerlukan data hasil pengeboran horizontal dan *hydraulic fracturing*.
3. Belum dilakukan *Multi Stage Fractured Horizontal Well* (MSFHW).
4. Masih diperlukan penelitian geomekanika batuan (*rock mechanic*) dari reservoir *shale HC* pada cekungan-cekungan sedimen di Indonesia.
5. Fasilitas pengeboran horizontal dan *hydraulic fracturing* di Indonesia masih terbatas dengan biaya relatif yang masih sangat tinggi.

Pada aspek pendukung beberapa permasalahan yang dijumpai antara lain:

1. Pendanaan sumur riset dengan menggunakan APBN sulit untuk dilakukan.
2. Pendanaan pengeboran sumur eksplorasi dengan dana komitmen kerja pasti (KKP) terbatas karena hanya terdapat tiga wilayah kerja (3 WK) *gross split* yang memiliki KKP sumur MNK.
3. Pendanaan sumur eksplorasi yang dapat diperhitungkan sebagai biaya operasi dapat dikembalikan sebagai *cost recovery* dapat dilakukan apabila dilakukan dileregulasi Permen ESDM No.05 tahun 2012.
4. Penugasan pelaksanaan sumur eksplorasi dengan metode *multi stage fractured horizontal well* memungkinkan jika dilaksanakan oleh BUMN (Pertamina).

I.4. Tahap dan Ruang Lingkup Penelitian

Tahap pelaksanaan studi percepatan eksplorasi dan eksploitasi ini antara lain (**Gambar I-8**):

1. Studi pustaka dari penelitian terdahulu.

2. Pembahasan *update* kegiatan migas dan strategi pada eksplorasi dan eksploitasi MNK.
3. Pembahasan kajian geologi dan geofisika (G&G) dan *update* potensi reservoir *shale* hidrokarbon pada cekungan-cekungan sedimen di Indonesia.
4. Pembahasan *assessment* zona obyektif reservoir MNK *shale* hidrokarbon.
5. Pembahasan aspek dinamik dan aplikasi metode *engineering shale* hidrokarbon.
6. Pembahasan *case study* dari lapangan MNK yang telah berhasil diproduksi.
7. Pembahasan teknologi pengeboran dengan metode *multi stage fractured horizontal drilling* pada lapangan MNK yang telah berproduksi.
8. Pembahasan keekonomian untuk MNK di Indonesia.
9. Pembahasan mengenai regulasi yang tepat untuk perusahaan MNK di Indonesia.
10. Pembuatan laporan akhir dan masukan kebijakan.



Gambar I-8. Ruang lingkup penelitian

I.5. Maksud dan Tujuan

Maksud dan tujuan dari penelitian ini adalah untuk memberikan masukan kebijakan kepada pemerintah melalui Menteri ESDM untuk dapat melakukan pembuktian cadangan migas dari reservoir *shale HC* melalui pemboran skala pilot dengan metode *Multi Stage Fracturing Horizontal Well (MSFHW)*.

II. PELAKSANAAN KEGIATAN

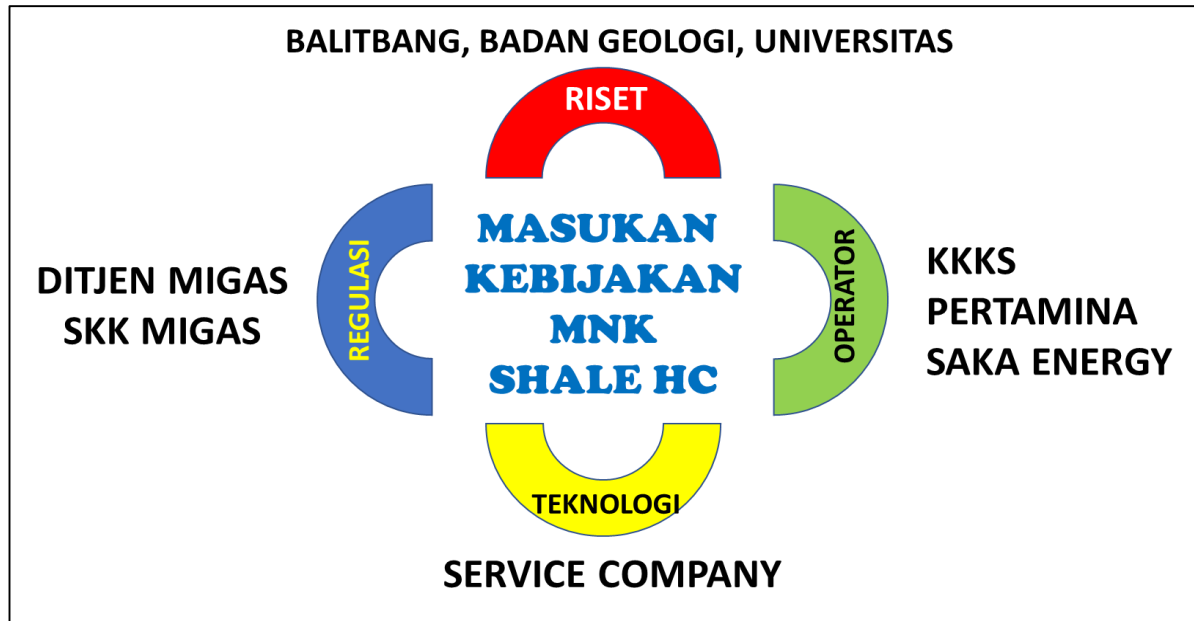
Pelaksanaan kegiatan Penelitian Percepatan Eksplorasi dan Eksploitasi MNK *Shale HC* melalui Implementasi Sumur *Pilot Multi Stage Fracturing Horizontal Well* (MSFHW) tahun 2020 ini meliputi beberapa rangkaian kegiatan antara lain:

- *Focus Group Discussion* (FGD) I dengan tema “Mampukah Indonesia mengikuti Jejak Keberhasilan *Shale HC* di Amerika Serikat?”
- FGD II dengan tema “Penerapan Teknologi dan Perhitungan Keekonomian pada Reservoir *Shale HC* di Indonesia”
- Kegiatan *virtual field trip* dengan tema “Aspek Sedimentologi Fase *Syn-rift* di Cekungan Sumatra Tengah dibandingkan dengan Model Analog Lingkungan Danau saat ini di Danau Singkarak Sumatra Barat”.
- Kegiatan penayangan hasil *virtual field trip* dengan mengundang Badan Litbang ESDM, Direktorat Jendral Migas, SKKMIGAS dan Badan Geologi.

II.1. *Focus Group Discussion* (I & II)

Kegiatan FGD melibatkan berbagai pihak yang berkepentingan dalam perusahaan migas nonkonvensional antara lain LEMIGAS - Balitbang ESDM, SKKMIGAS, Direktorat Jendral Migas, Pusdatin, Pertamina, PGN Saka Energi, ITB, UNPAD, Universitas Trisakti, IATMI, Schlumberger dan Halliburton (**Gambar II-1**). Jadwal pelaksanaan FGD tercantum dalam **Tabel-II.1** dan **Tabel-II.2**. Hasil *resume* kegiatan seluruh FGD dan analisis studi dituangkan dalam BAB III berupa naskah akademis pendukung pelaksanaan *pilot project multi stage fracturing horizontal well* (MSFHW).

Berkaitan dengan pandemi Covid-19 seluruh kegiatan FGD dilakukan dengan tetap menjalankan prosedur kesehatan untuk menghindari paparan virus Covid-19. Kegiatan FGD-1 dan FGD-2 dilengkapi dengan asesmen kesehatan mandiri, selalu memakai masker, mencuci tangan dan menggunakan *hand sanitizer* serta menjaga jarak fisik (**Foto II-1**).



Gambar II-1 Berbagai pemangku kepentingan dalam kegiatan Pengusahaan migas nonkonvensional (LEMIGAS – BLB ESDM, SKKMIGAS, Direktorat Jendral Migas, Pusdatin, Pertamina, PGN Saka Energi, ITB, UNPAD, Universitas Trisakti, IATMI, Schlumberger dan Halliburton) yang terlibat dalam FGD bulan Agustus tahun 2020.

FGD-I telah dilaksanakan pada tanggal 6 Agustus 2020 dengan susunan agenda sebagai berikut (**Tabel II-1**). Tema yang diusung dalam FGD-I adalah “Mampukah Indonesia Mengikuti Jejak Keberhasilan *Shale HC* di Amerika Serikat?”.

Tabel II-1 Susunan Acara FGD-1

NO	FGD-I	Moderator dan Narasumber
1	Diskusi Panel 1: “ Mampukah Indonesia mengikuti jejak keberhasilan <i>Shale HC</i> di Amerika Serikat? ”	Moderator: Prof. Ir. Bambang Widarsono, M.Sc., Ph.D.
1	Parameter Laboratorium dalam Karakterisasi Potensi MNK <i>Shale HC</i> : Studi Kasus Cekungan Sumatra Utara.	Dr. Ir. Junita Trivianty Musu, M.Sc. (LEMIGAS)
2	<i>Update</i> Kegiatan Migas dan Strategi ke Depan untuk Reservoir MNK <i>Shale HC</i> .	Ir. Brahmantyo K. Gunawan, MT. (SKKMIGAS)
3	Kegiatan Pemetaan Geologi, Geofisika dan Geokimia dan <i>Update</i> Potensi Reservoir MNK <i>Shale HC</i> di Cekungan Indonesia.	Edy Slameto, S.T., M.T., M.Sc. (PSG - BADAN GEOLOGI)
4	Potensi <i>shale gas/ oil</i> di Cekungan Sumatra Utara.	Murthala Hatta, ST., MT. (PHE MNK)
5	Prospeksi Pengembangan Reservoir MNK (<i>Shale & Tight Sand</i>) di Cekungan Produktif Indonesia.	Prof. Dr. Ir. Edy Sunardi (UNPAD)

6	Asesmen Zona Objektif Reservoir MNK <i>Shale HC</i> yang Berpotensi sebagai <i>Shale Reservoir</i> .	Dr. Ir. Agus Guntoro (Universitas TRISAKTI)
7	View Metode untuk Analisis Dinamik pada Reservoir MNK <i>Shale HC</i> dan Aplikasi Metode-metode <i>Engineering</i> untuk <i>Shale HC</i> di Indonesia.	Dr. Dedy Irawan, S.T., M.T. (ITB)
8	Kisah Sukses Eksplorasi dan Eksploitasi <i>Shale HC</i> di Lapangan Fasken, Eagle Ford, USA. (Metode perhitungan Cadangan untuk Reservoir MNK – <i>Shale Gas</i>).	Anom Seto Murtani, ST., M.Sc. dan Diky A. Setiawan, ST., MT. (PGN SAKA ENERGI)

FGD-II telah dilaksanakan pada tanggal 13 Agustus 2020 dengan susunan agenda sebagai berikut (**Tabel II-2**). Tema yang diusung dalam FGD-II adalah “Penerapan Teknologi dan Perhitungan Keekonomian pada Reservoir *Shale HC* di Indonesia”.

Tabel II-2 Susunan Acara FGD-2

NO	FGD-II	Moderator dan Narasumber
II	TEMA: “Penerapan Teknologi dan Perhitungan Keekonomian pada Reservoir <i>Shale HC</i> di Indonesia”	Moderator: Prof. Ir. Bambang Widarsono, M.Sc., Ph.D.
1	Regulasi Terhadap Masa Depan Kegiatan MNK <i>Shale HC</i> di Indonesia	Muhammad Luthfi S.T, M.T (Direktorat Jendral Migas)
2	Aplikasi Metode Geomekanik dalam Menganalisa Potensi Reservoir MNK <i>Shale HC</i> di Indonesia dan Perbedaan sifat Mekaniknya dibandingkan Barnett <i>Shale</i> yang sering dipakai sebagai Acuan.	Prof. Dr. Ir. Benyamin Sapiie, M.Sc. (ITB)
3	<i>Drilling Engineering Multi stages Fracturing Well</i> .	Des Murphy (Halliburton)
4	Teknologi Masa Depan yang dapat Diaplikasikan untuk Mengembangkan Reservoir MNK <i>Shale HC</i> .	Areiyando Makmun, S.T. (IATMI)
5	Teknologi Horizontal <i>Drilling & Manage Pressure Drilling (MPD)</i> .	Mutiara (Schlumberger)
6	View Keekonomian untuk Proyek MNK <i>Shale HC</i> pada Lapangan Fasken, Eagle Ford, USA.	Eka Marina (Saka Energy)
7	Pandangan tentang Keekonomian Lapangan Migas <i>Shale HC</i> MNK di Indonesia.	Sudono Achmad, S.T., MT. (ITB)



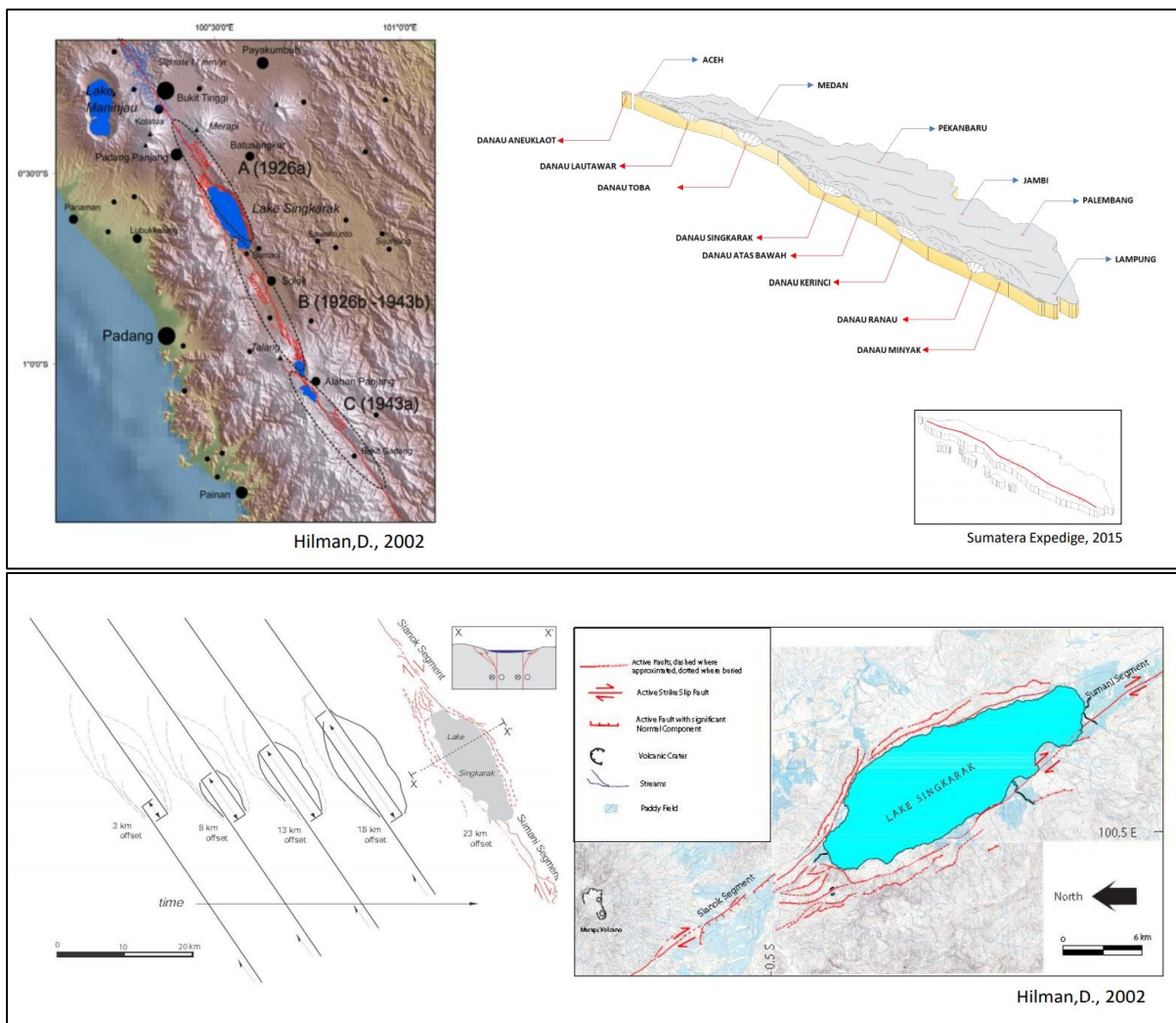
Foto II-1 Dokumentasi pelaksanaan FGD-I tanggal 6 Agustus 2020 dan FGD-II tanggal 13 Agustus 2020 di Pusdiklat Geominerba Bandung.

II.2. *Virtual Field Trip*

Untuk menunjang penelitian ini dilakukan kegiatan lapangan geologi berupa analisis karakterisasi *shale HC* berdasarkan aspek sedimentologi. Dengan adanya pandemi global Covid-19 maka kegiatan lapangan dilakukan secara virtual di Danau Singkarak dan Ombilin di Sumatra Barat dan dilanjutkan ke area tambang batubara PT. Mandiri Inti Artamas yang terletak di daerah Taluk Kuantan, Provinsi Riau.

Tujuan dari *field trip* ini untuk mengetahui dan menganalisis aspek sedimentologi *modern lacustrine* (Danau Singkarak) dibandingkan dengan batuan sedimen (Formasi *Shale HC*) di Cekungan Ombilin dan Cekungan Sumatra Tengah. Dengan mengetahui aspek sedimentologi tersebut, maka karakteristik *shale HC* akan lebih mudah untuk diketahui keanekaragamannya (parameter-parameter penting dalam eksplorasi dan eksploitasi MNK). Kegiatan pengambilan gambar (video) *field trip* tersebut dilakukan pada tanggal 3 sampai dengan 7 November 2020 dengan tetap menjaga prosedur pencegahan paparan Covid-19. Rangkaian kegiatan *field trip* meliputi:

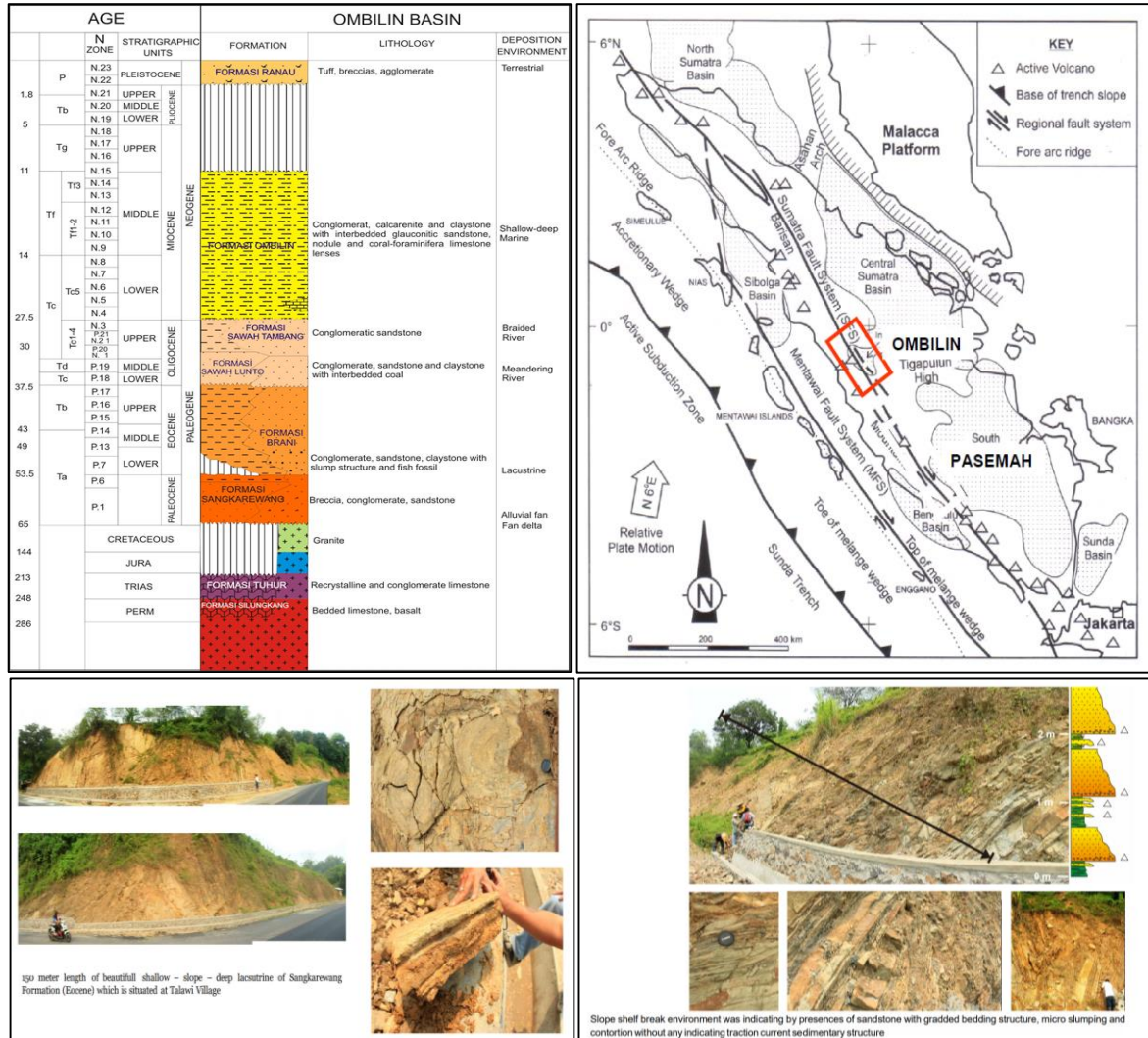
- *Origin* pembentukan Danau Singkarak (**Gambar II-2**).
- *Modern fluvio lacustrine analogue* dari Danau Singkarak (**Gambar II-3**).
- Batuan sedimen Formasi Sangkarewang yang berumur Paleosen di Cekungan Ombilin sebagai salah satu contoh ideal formasi *shale HC* (TOC tinggi dan cukup getas) yang diendapkan fase tektonik *syn-rift* (**Gambar II-4**).
- Formasi Pematang berumur Eosen-Oligosen sebagai salah satu contoh reservoir *shale HC* yang baik di Cekungan Sumatra Tengah (**Gambar II-5**).



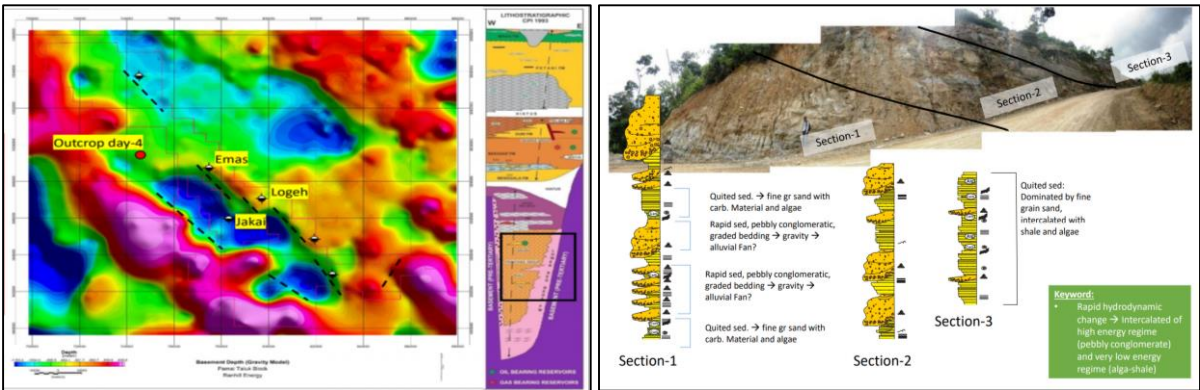
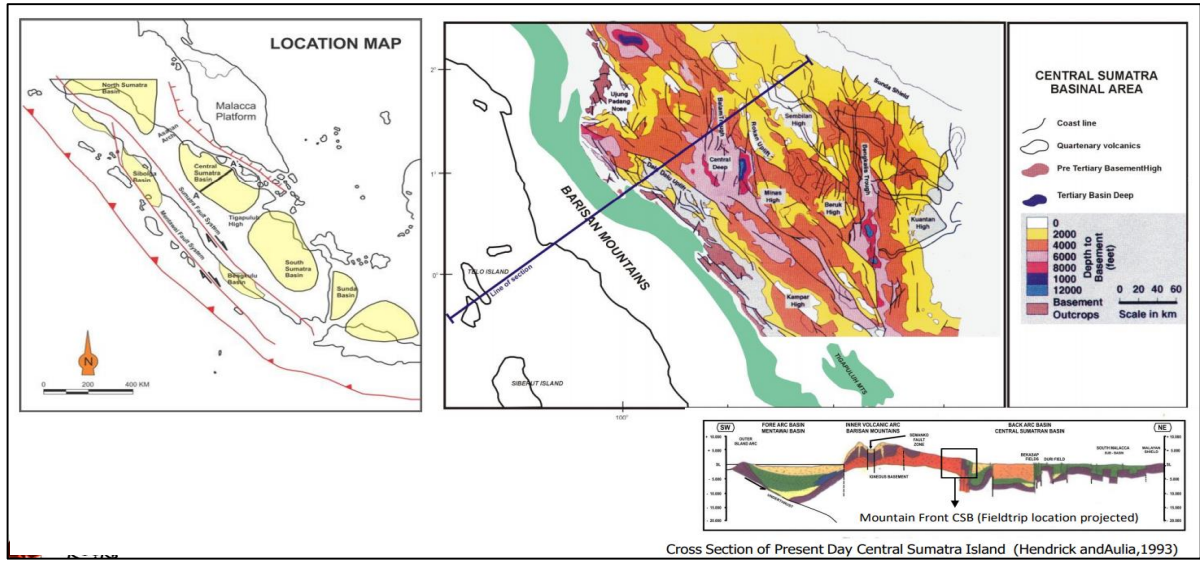
Gambar II-2 *Origin* dari Danau Singkarak yang merupakan hasil dari sesar geser Sumatra yang berarah Baratlaut-Tenggara (Hilman, 2002).



Gambar II-3 Modern fluvio lacustrine analogue dari Danau Singkarak yang dapat menjelaskan fasies-fasies sedimen yang terbentuk. Masing-masing fasies memiliki karakteristik yang berbeda dan berpengaruh terhadap parameter-parameter reservoir shale HC.



Gambar II-4 Singkapan Formasi Sangkarewang yang merupakan endapan danau (*lacustrine*) yang berumur Paleosen di Cekungan Ombilin Sumatra Barat. Formasi Sangkarewang memiliki nilai TOC dan cukup getas dengan litologi penyusun berupa perselingan *shale* dan batupasir halus hingga kasar. Formasi Sangkarewang diendapkan pada fase *syn-rift* dan salah satu contoh analog permukaan dengan formasi *shale HC* di bawah permukaan yang cukup ideal memberikan informasi mengenai parameter-parameter ideal dari suatu reservoir hidrokarbon.



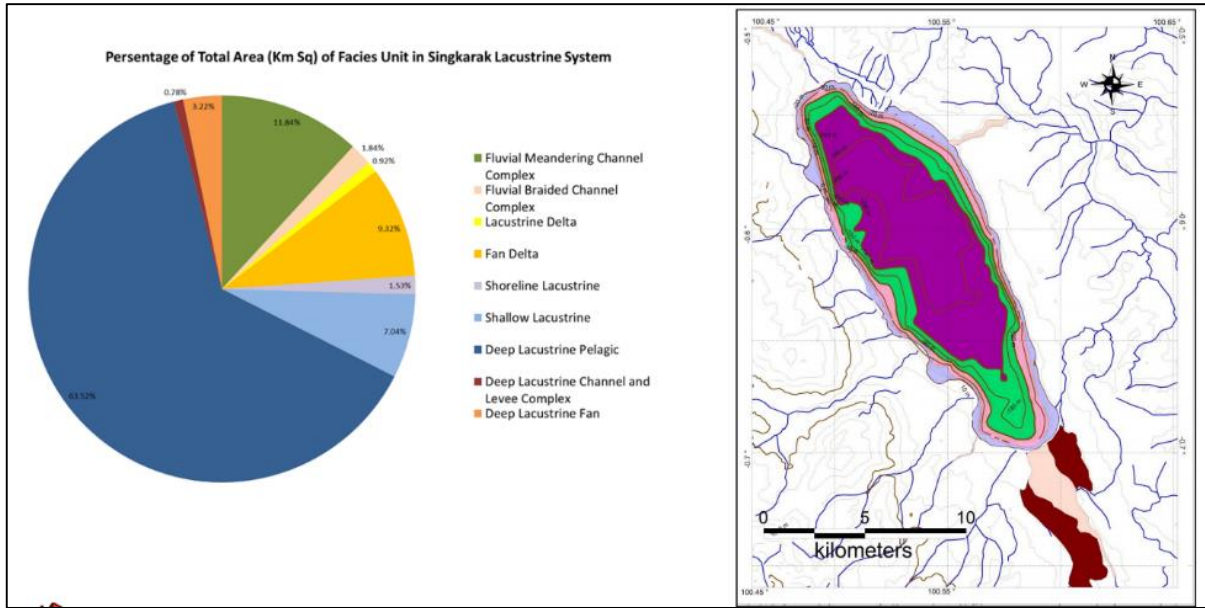
Gambar II-5 Formasi Pematang yang berumur Eosen-Oligosen merupakan salah satu contoh *reservoir shale HC* di Cekungan Sumatra Tengah. Singkapan berada di area Telok Kuantan di *site* Tambang Batubara PT. MIA.



Foto-II.2 Dokumentasi kegiatan pengambilan gambar (video) *field trip modern lacustrine* di Danau Singkarak, Formasi Sangkarewang di Cekungan Ombilin dan Formasi Pematang di Cekungan Sumatra Tengah.

Beberapa parameter yang terkait dengan eksplorasi MNK dari hasil kegiatan *field trip* ini adalah:

- Persentase empat jenis fasies dominan yang terbentuk dari Danau Singkarak adalah *deep lacustrine pelagic*, *fluvial meandering channel complex*, *fan delta* dan *shallow lacustrine* (**Gambar II-6**).
- Nilai TOC dari endapan sedimen di Danau Singkarak bervariasi karena ditentukan oleh jenis sumber material organik. Secara umum nilai TOC pada *deep lacustrine* berkisar 2,18 hingga 2.8%wt sedangkan pada fasies-fasies di tepi danau bervariasi hingga mencapai 4%wt atau lebih karena pengaruh komposisi tumbuhan tingkat tinggi yang menyebabkan nilai TOC meningkat (**Gambar II-7**).
- Nilai perbandingan *sand-shale* dari masing-masing fasies menunjukkan bahwa endapan *lacustrine modern based* memiliki persentase jumlah shale yang paling tinggi terutama pada fasies *inner shelf*, *middle shelf*, *deep lacustrine fan* dan *deep lacustrine*. Hal ini juga berlaku pada data yang diambil dari singkapan batuan di Formasi Pematang Cekungan Sumatra Tengah (**Gambar II-8** bagian kanan).
- Data perbandingan komposisi *quartz*, *feldspar* dan *lithic* pada Formasi Pematang di area bagian selatan (Kuansing dan Indragiri Hulu) dan area utara (Bangkinang, Rantau, Berangin) bervariasi. Area selatan didominasi kuarsa hampir di seluruh percontoh, sedangkan di area utara variasi antara kuarsa-*feldspar*-*lithic* lebih seimbang (**Gambar II-8** bagian kiri). Hal ini berimplikasi pada kegetasan formasi *shale HC* dimana makin dominan kuarsa maka makin baik tingkat kegetasannya.
- Sebaran nilai TOC pada percontoh sedimen Formasi Pematang permukaan menunjukkan bahwa nilai TOC fasies *lacustrine delta* adalah paling tinggi (66,01 – 76,23 %wt), fasies *fluvial coal floodplain* (32,41 - 54,02%wt), fasies *brown shale* (0,23 – 6,62%wt) dan fasies *fluvial shale flood plain* (1,31 – 6,17%wt). Berdasarkan data tersebut menunjukkan bahwa sebaran nilai TOC sangat tinggi dan sangat baik sebagai reservoir shale HC di Cekungan Sumatra Tengah (**Gambar II-9**).



Gambar II-6 Persentase sebaran fasies yang terbentuk pada Danau Singkarak. Fasies dominan berupa *deep lacustrine pelagic*, *fluvial meandering channel complex*, *fan delta* dan *shallow lacustrine*.

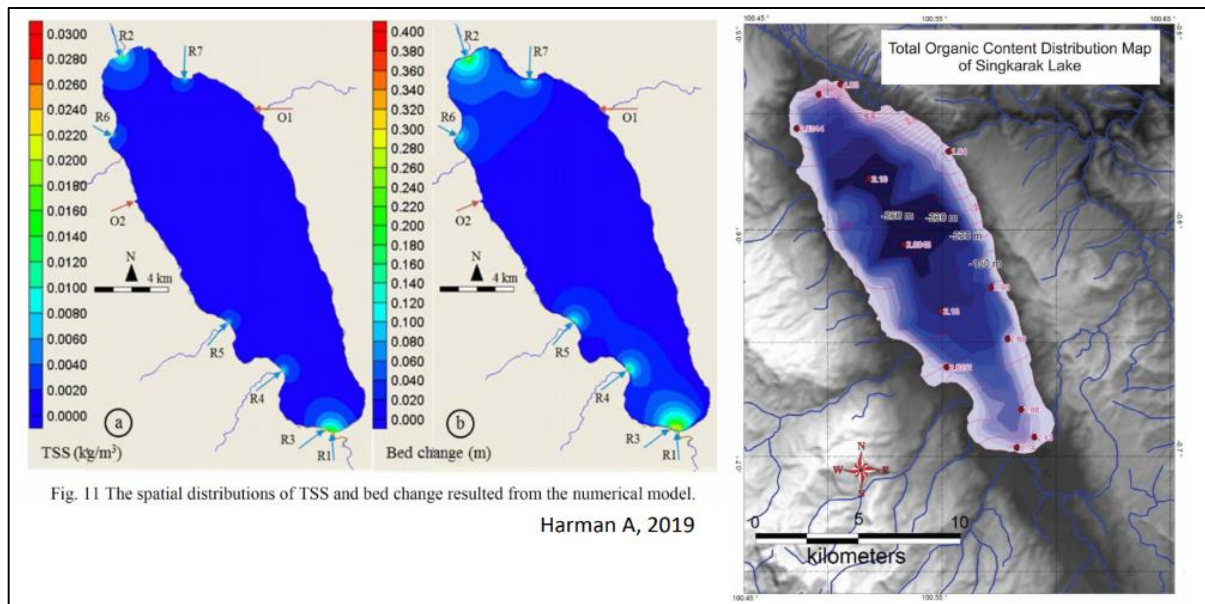
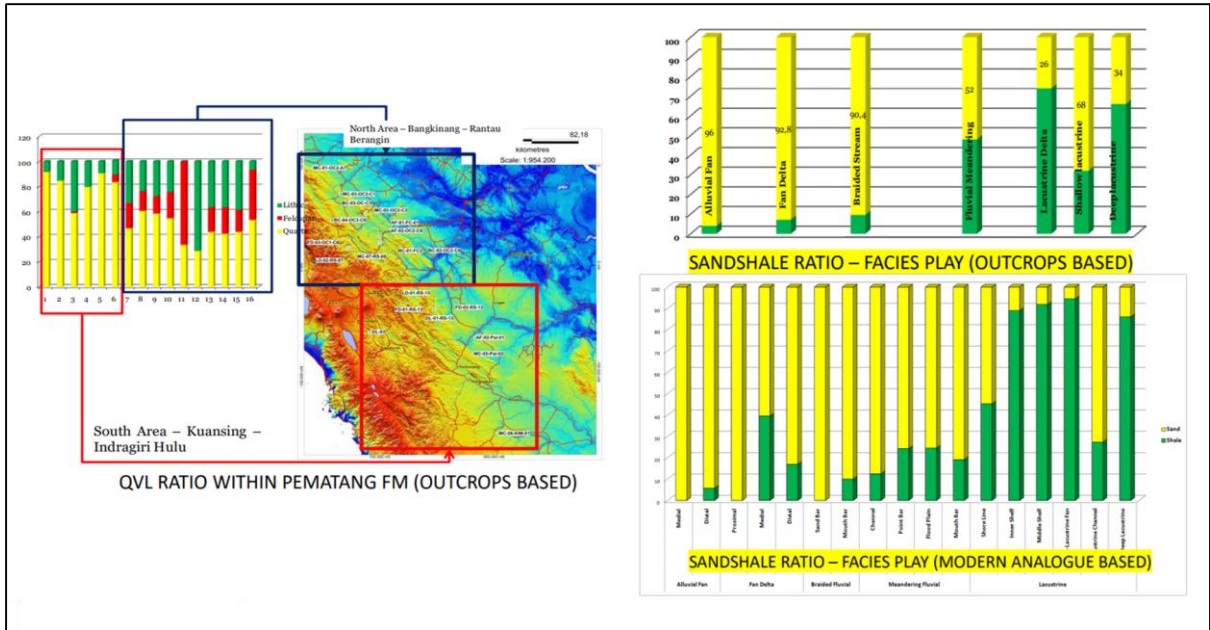
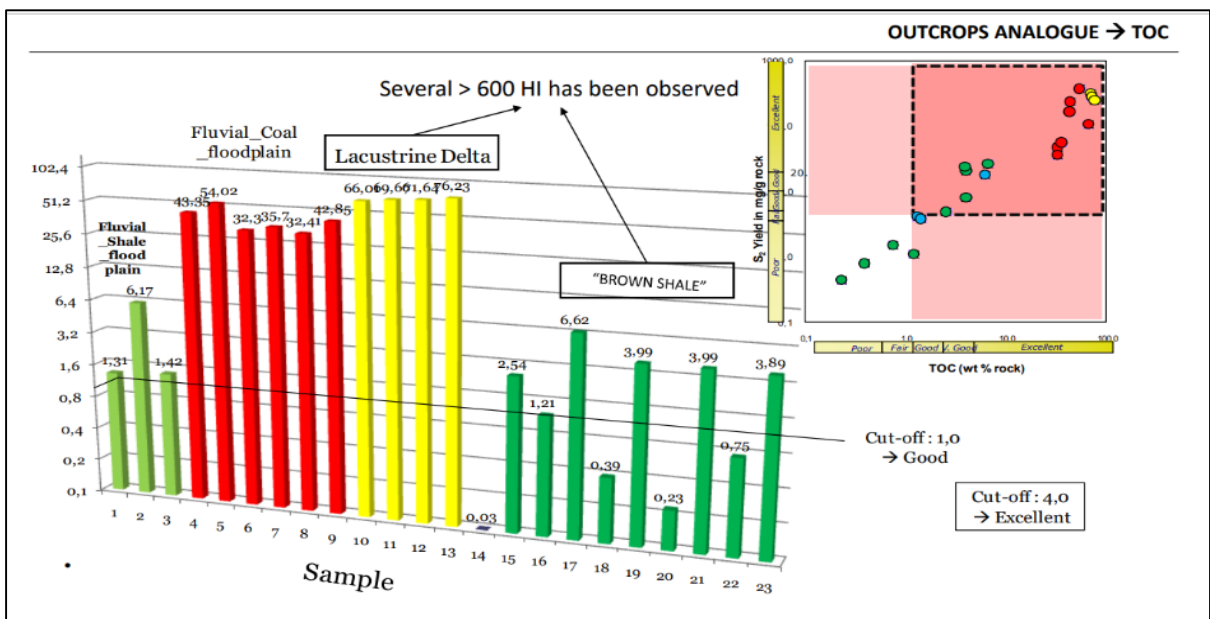


Fig. 11 The spatial distributions of TSS and bed change resulted from the numerical model. Harman A, 2019

Gambar II-7 Sebaran nilai TOC di Danau Singkarak. Fasies *deep lacustrine* berkisar 2,18 hingga 2,8%wt sedangkan pada fasies-fasies di tepi danau nilai TOC bervariasi hingga mencapai 4%wt atau lebih karena pengaruh komposisi tumbuhan tingkat tinggi sebagai sumber material organik yang terendapkan.



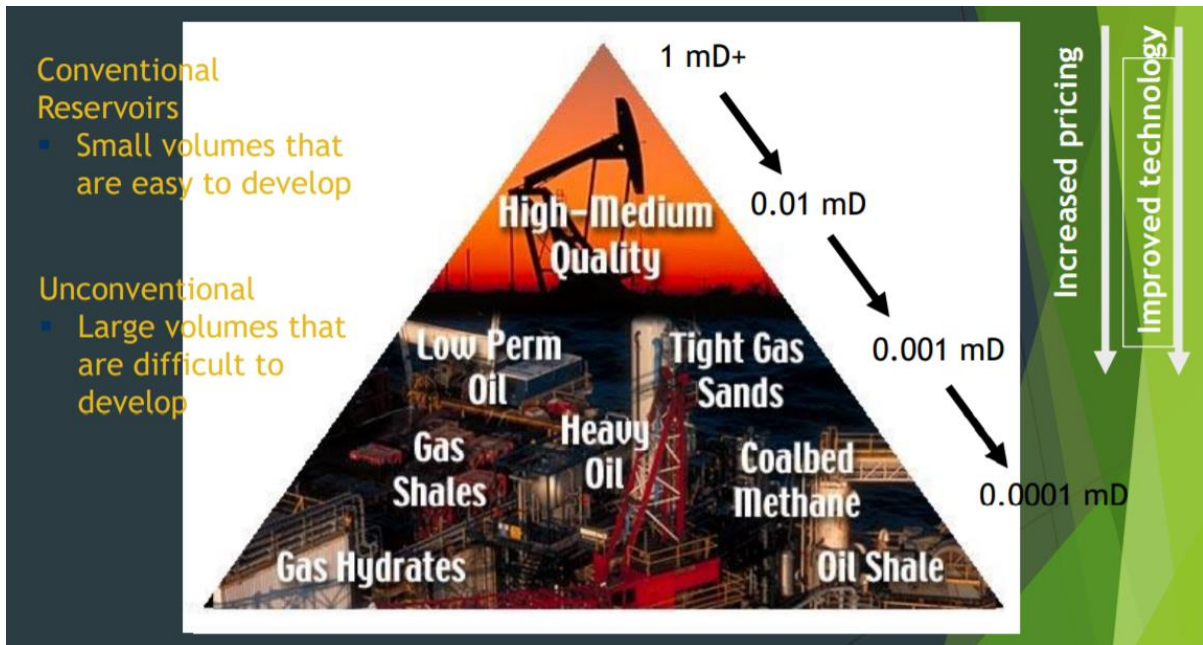
Gambar II-8 Kanan - Data variasi perbandingan sand terhadap shale pada masing-masing fasies *modern analogue based* dan *outcrop based* menunjukkan bahwa lingkungan lacustrine (*inner shelf, middle shelf, deep lacustrine fan* dan *deep lacustrine*) memiliki jumlah shale yang tinggi dibandingkan dengan lingkungan pengendapan yang lainnya. **Kiri** - perbandingan jumlah mineral kuarsa-feldspar-lithic dari singkapan batuan Formasi Pematang bagian selatan (Kuansing dan Indragiri Hulu) menunjukkan dominasi dari mineral kuarsa lebih tinggi daripada percontoh dari bagian utara (Bangkinang, Rantau, Berangin) yang lebih seimbang antara jumlah mineral kuarsa-feldspar-lithic.



Gambar II-9 Data sebaran nilai TOC fasies *lacustrine delta* paling tinggi (66,01 - 76,23%wt), fasies *fluvial coal floodplain* (32,41 - 54,02%wt), fasies *brown shale* (0,23 - 6,62%wt) dan fasies *fluvial shale flood plain* (1,31 - 6,17%wt).

BAB III. NASKAH AKADEMIS USULAN *PILOT PROJECT MULTI STAGES FRACTURING HORIZONTAL WELL (MSFHW)*

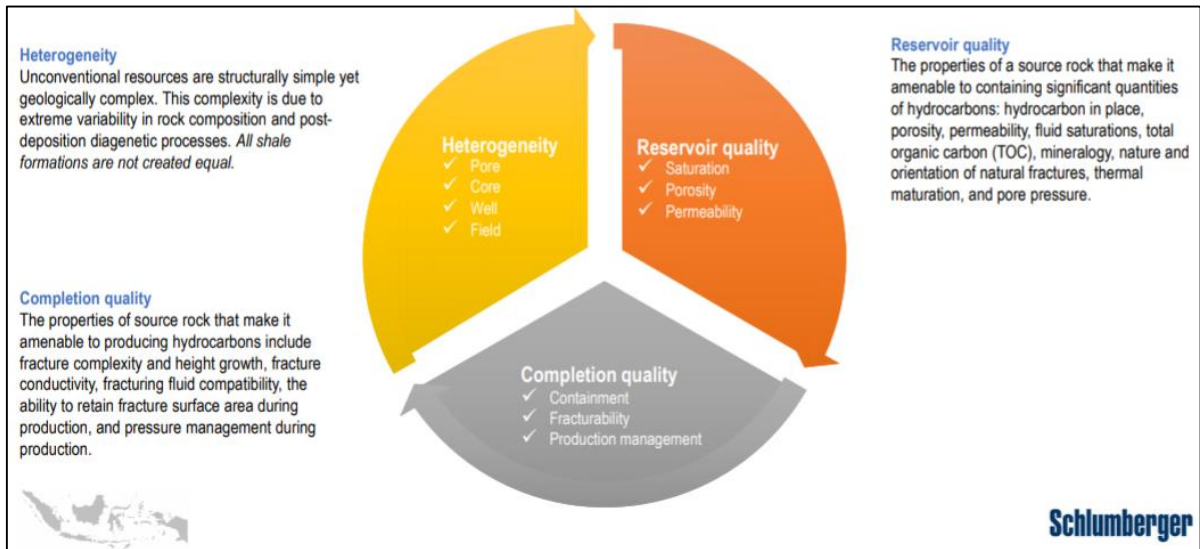
Migas Non-Konvensional (MNK) *Tight Reservoir* adalah hidrokarbon yang terbentuk dan terkekang pada batuan reservoir klastik berbutir halus dan berpermeabilitas rendah di dalam zona kematangan yang hanya ekonomis apabila diproduksi melalui pengeboran horizontal dengan menggunakan teknik stimulasi *hydraulic fracturing*. Migas masih terperangkap di dalam batuan induk dikarenakan kondisi permeabilitas reservoir yang sangat kecil (*tight reservoir*) yaitu 0.001 mD sampai 0.0001 mD sehingga tidak dapat bermigrasi menuju reservoir konvensional (**Gambar III-1**). *Tight reservoir* dapat berupa *shale*, *tight* laminasi dari *siltstone* maupun *sandstone* yang berada di dalam *shale* atau peralasan *siltstone* dan *sandstone* oleh karena itu disebut sebagai *shale* hidrokarbon (*shale HC*) karena berada pada formasi yang didominasi oleh *shale*.



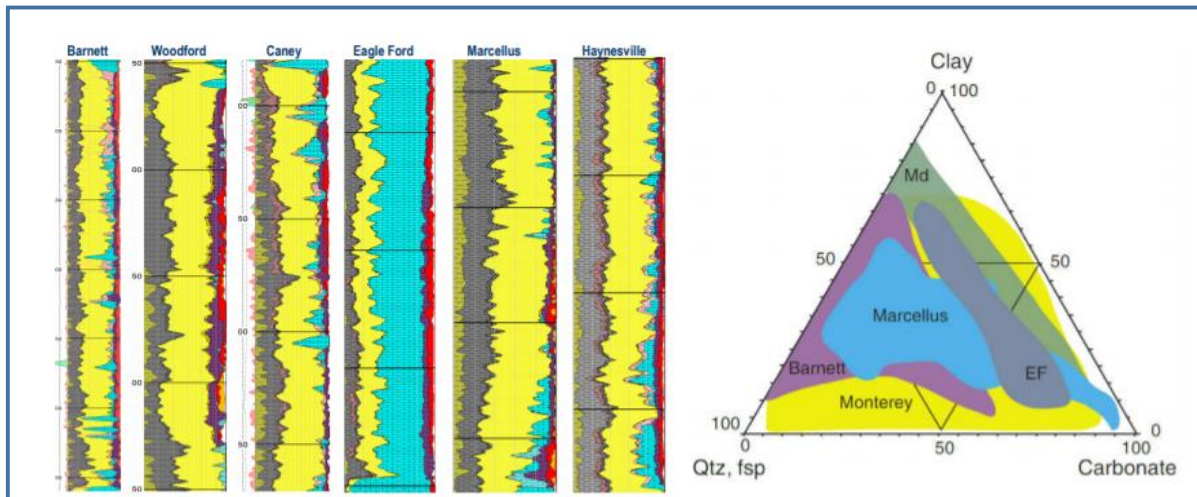
Gambar III-1. Produksi migas pada saat ini berada pada era reservoir dengan permeabilitas rendah (0,001 – 0,0001 Md) (IATMI 2020).

Untuk memahami *unconventional plays* suatu *shale reservoir* dapat dilihat dari sisi *heterogeneity*, *reservoir quality* dan *completion quality* (**Gambar III-2**). Karakter

antara suatu *shale* dengan *shale* yang lain dapat sangat berlainan, contohnya dari sisi mineralogi antara *shale* Formasi Barnett, Woodford, Caney, Eagle Ford, Marcellus dan Haynesville di Amerika Serikat sangat beragam walaupun semuanya disebut formasi *shale* yang menghasilkan MNK (**Gambar III-3**).



Gambar III-2. Pemahaman *unconventional plays* dari sisi heterogenitas, kualitas reservoir dan kualitas *completion* (Schlumberger 2020).



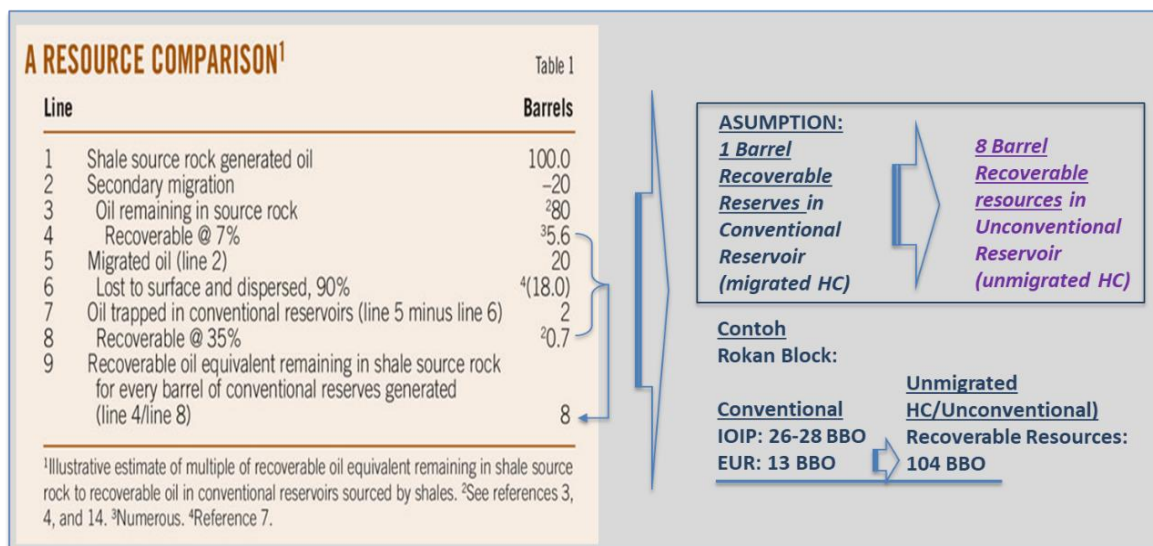
Gambar III-3. Komposisi dan diagram mineralogi (*Clay-Qtz/ fsp-Carbonate*) dari *shale* Formasi Barnett, Woodford, Caney, Eagle Ford, Marcellus dan Haynesville di Amerika Serikat yang berlainan (Schlumberger 2020).

III.1. Potensi Migas Non-konvensional (MNK) Indonesia

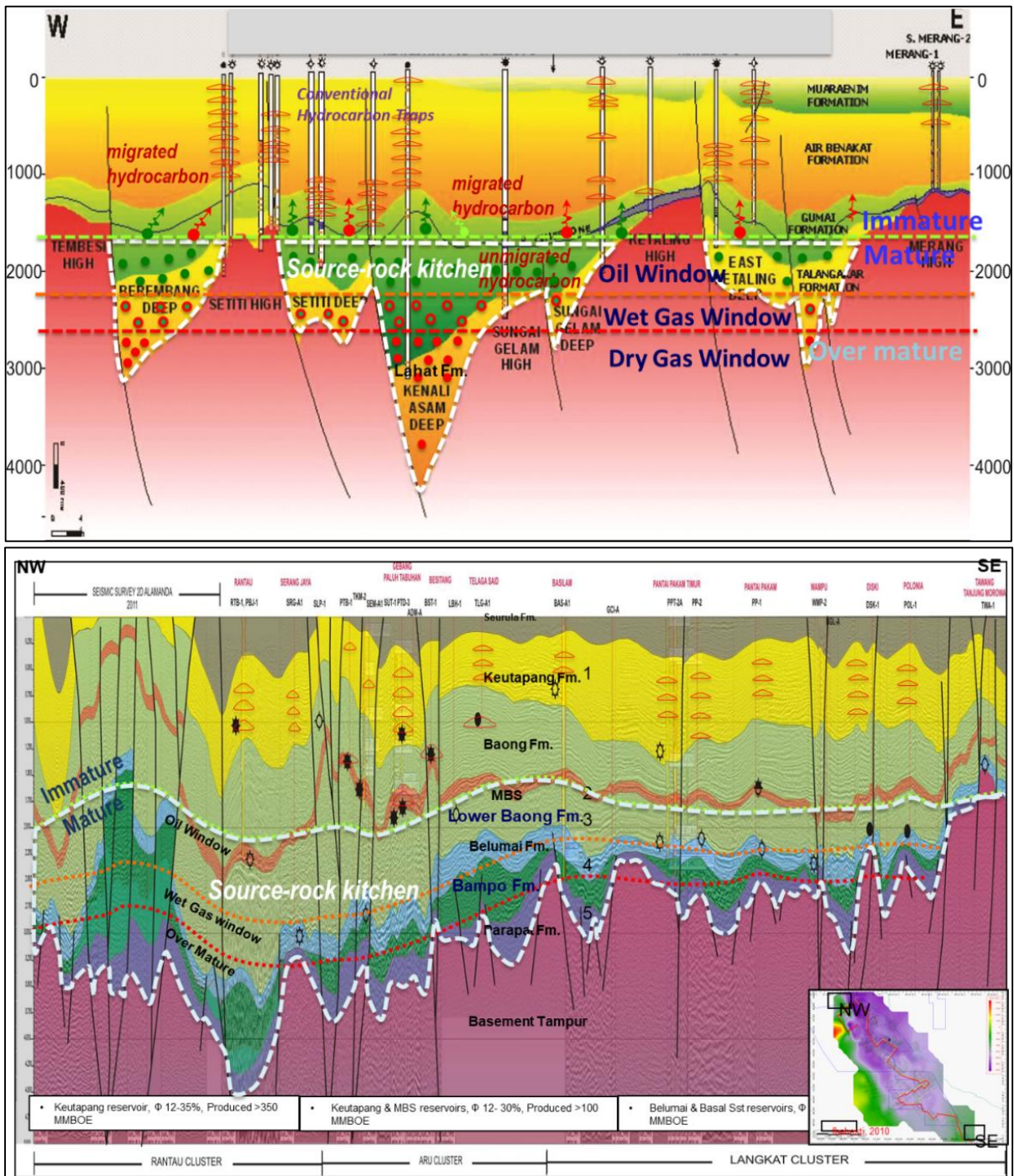
Keberadaan migas pada reservoir konvensional di Indonesia merupakan bukti bahwa masih terdapat potensi migas jauh lebih besar pada area dapur pembentukan migas (*kitchen area*). Berdasarkan data 128 cekungan sedimen berumur Tersier, Indonesia mempunyai cadangan migas konvensional (status P1) sebesar 3,8 BBO dan 77 TCF, dengan total sumber daya sebesar 16,6 BBO dan 137 TCF (SKKMIGAS, 2019). Sehingga dengan melihat besarnya cadangan migas konvensional tersebut dapat diyakini bahwa potensi migas non-konvensional jauh lebih besar.

Secara sistem migas (*petroleum system*) dan perbandingan sumberdaya jumlah hidrokarbon yang masih tertinggal pada reservoir non-konvensional lebih kurang delapan kali (8x) migas *recoverable* pada reservoir konvensional (**Gambar III-4**). Sedangkan dari aspek volume antara area dapur dan reservoir konvensional hal tersebut sangat memungkinkan (masuk akal).

Sebagai contoh pada penampang seismik regional di Cekungan Sumatra Selatan dan Sumatra Utara menunjukkan bahwa volume area dapur jauh lebih besar daripada volume reservoir konvensional yang berada di atas (**Gambar III-5**). Sehingga berdasarkan dua aspek geologi tersebut Indonesia memiliki potensi migas non-konvensional yang sangat besar dan layak untuk ditindaklanjuti sampai dengan produksi dalam rangka ketahanan energi masa depan.



Gambar III-4. Resource Comparison from USGS.

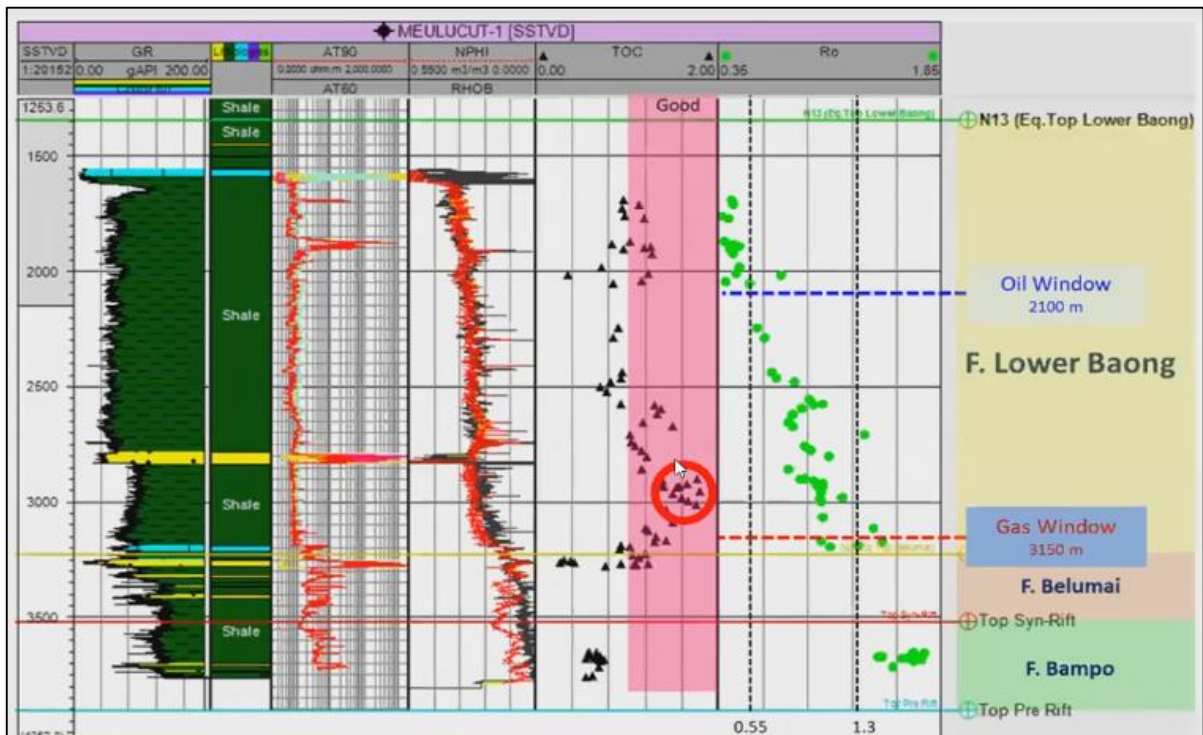


Gambar III-5. Ilustrasi perangkat migas konvensional dan dimensi dari batuan sumber pada *kitchen* di Sub-Cekungan Jambi, Sumatra Selatan (atas) dan Cekungan Sumatra Utara (bawah).

III.1.1. Studi-Studi Eksplorasi MNK di Indonesia

Berbagai studi eksplorasi MNK di Indonesia sudah dilakukan, namun hingga saat ini migas dari reservoir MNK belum dapat diproduksi karena belum dilakukan pemboran yang khusus didedikasikan untuk produksi migas dari reservoir non-konvensional. Berbagai pemangku kepentingan di Indonesia telah melakukan studi sumberdaya MNK, antara lain SKKMIGAS, PHE MNK Sumatra Utara, SKKMIGAS, Badan Geologi, Universitas dan bahkan *assessment* dari Amerika Serikat melalui *Energy Information Administration* (EIA).

LEMIGAS dan PHE MNK Sumatra Utara didukung oleh SKKMIGAS telah melakukan penelitian dan perhitungan sumberdaya *shale* HC pada WK MNK Sumbagut dan hasil perhitungan sumberdaya OGIP 23,68 TCF dan OOIP 560,36 MMBO pada tahun 2017. Studi ini berbeda dengan studi MNK lainnya dengan penekanan pada karakterisasi *shale* berdasarkan analisis laboratorium dari batuan percontoh inti Sumur Meulucut-001. Target dari sumur Meulucut-001 pada “*section* MNK” adalah Formasi Baong Bawah dan Formasi Belumai (**Gambar III-6**).



Gambar III-6. *Shale* dari Formasi Lower Baong bagian bawah memiliki nilai TOC lebih besar dari 1,5% dan berada pada zona puncak pembentukan minyak merupakan salah satu zona yang prospek untuk dikembangkan.

Selain itu SKKMIGAS bersama dengan ITB pada tahun 2015 juga telah melakukan studi bawah permukaan untuk menghitung sumberdaya dan analisis *sweet spot* di Cekungan Sumatra Selatan dengan hasil terlihat pada (**Tabel III-1**).

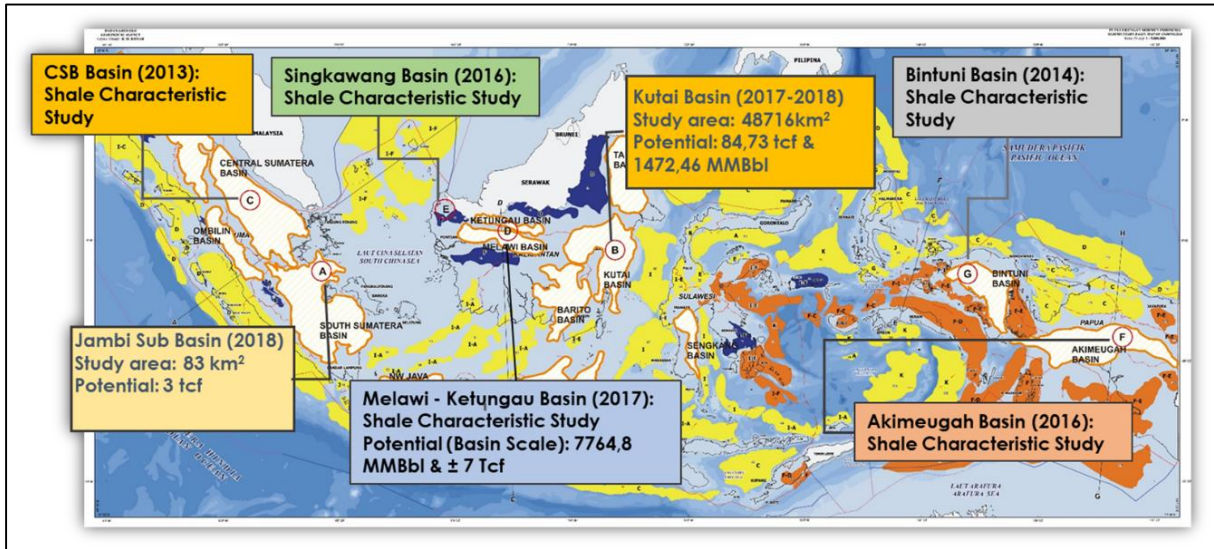
Tabel III-1. Sumberdaya MNK *Tight Reservoir* Cekungan Sumatra Selatan (SKKMIGAS & ITB, 2015)

A. Gas		B. Oil	
Shale Free Gas		(Silty) Shale Oil (TOC vs Sw)	
Case	GIIP[TCF]		STOIPP [STB*10⁶]
Jambi	55.3	Jambi	42442.86176
Central PLB	9.02	Central PLB	516.9105935
South PLB	17.59	South PLB	10738.83546
Total	81.91	Total	53698.60781
Tight Sand Gas		Tight Sand Oil (Sw Avg)	
Case	GIIP[TCF]		STOIPP [STB*10⁶]
Jambi	3.97	Jambi	155.2967693
Central PLB	3.32	Central PLB	57.42842975
South PLB	1.76	South PLB	689.8509016
Total	9.05	Total	902.5761007
Adsorbed Gas (Montney Langmuir)			
	Adsorbed Gas [TCF]		
Jambi	4.15		
Central PLB	0.318		
South PLB	1.7		
Total	6.168		
Total Gas : 97.128 TCF		Total Oil : 54.601 BSTB	

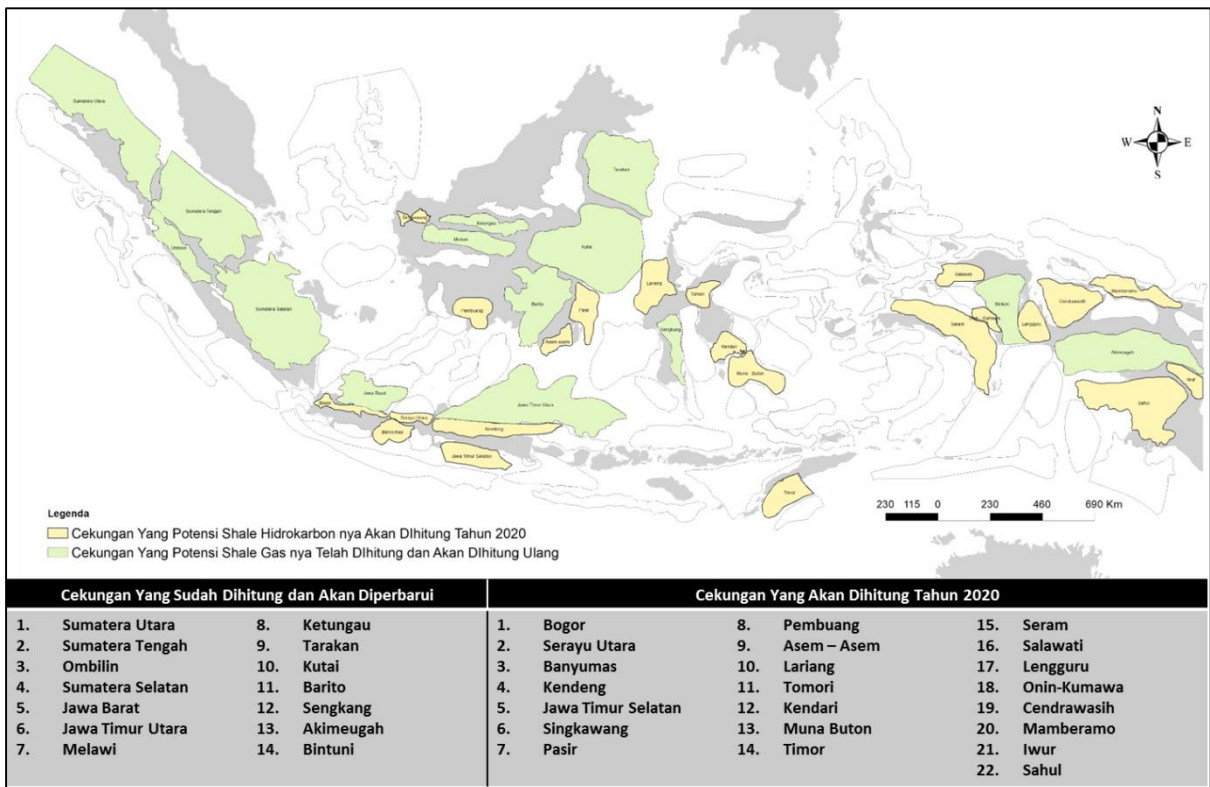
Selain LEMIGAS, SKKMIGAS dan ITB, hasil perhitungan total sumberdaya spekulatif *shale gas* juga diterbitkan oleh Badan Geologi pada tahun 2011 sebesar 574,07 TCF. Sebagian besar perhitungan sumberdaya spekulatif tersebut dilakukan pada sedimen berumur Tersier di Indonesia bagian barat dan sedimen berumur Pra-Tersier seperti Cekungan Akimeugah dan Bintuni di Indonesia bagian timur (**Gambar I-5**).

Selanjutnya sejak tahun 2013 Badan Geologi melanjutkan studi karakterisasi shale dan analisis *sweet spot* di beberapa cekungan diantaranya Cekungan Sumatra Tengah (2013), Cekungan Bintuni (2014), Cekungan Akimeugah (2016) dan Cekungan Singkawang (2016). Dari hasil studi-studi tersebut diketahui potensi sumberdaya *shale hydrocarbon* pada *sweet spot* di Cekungan Melawi dan Ketungau (2017; 7.764,8 MMBO dan 7 TCF), Cekungan Kutai (2017-2018; 1472,46 MMBO dan 84,73 TCF) dan Sub-Cekungan Jambi (2018; 3 TCF) (**Gambar III-7**). Selanjutnya pada tahun 2020 Badan Geologi melakukan pemuktahiran perhitungan potensi sumberdaya *shale HC* pada 14 cekungan (*update* terhadap hasil studi tahun 2011)

dan menambah studi perhitungan sumberdaya spekulatif pada 22 cekungan sedimen lain dengan menggunakan data yang lebih lengkap (**Gambar III-8**).



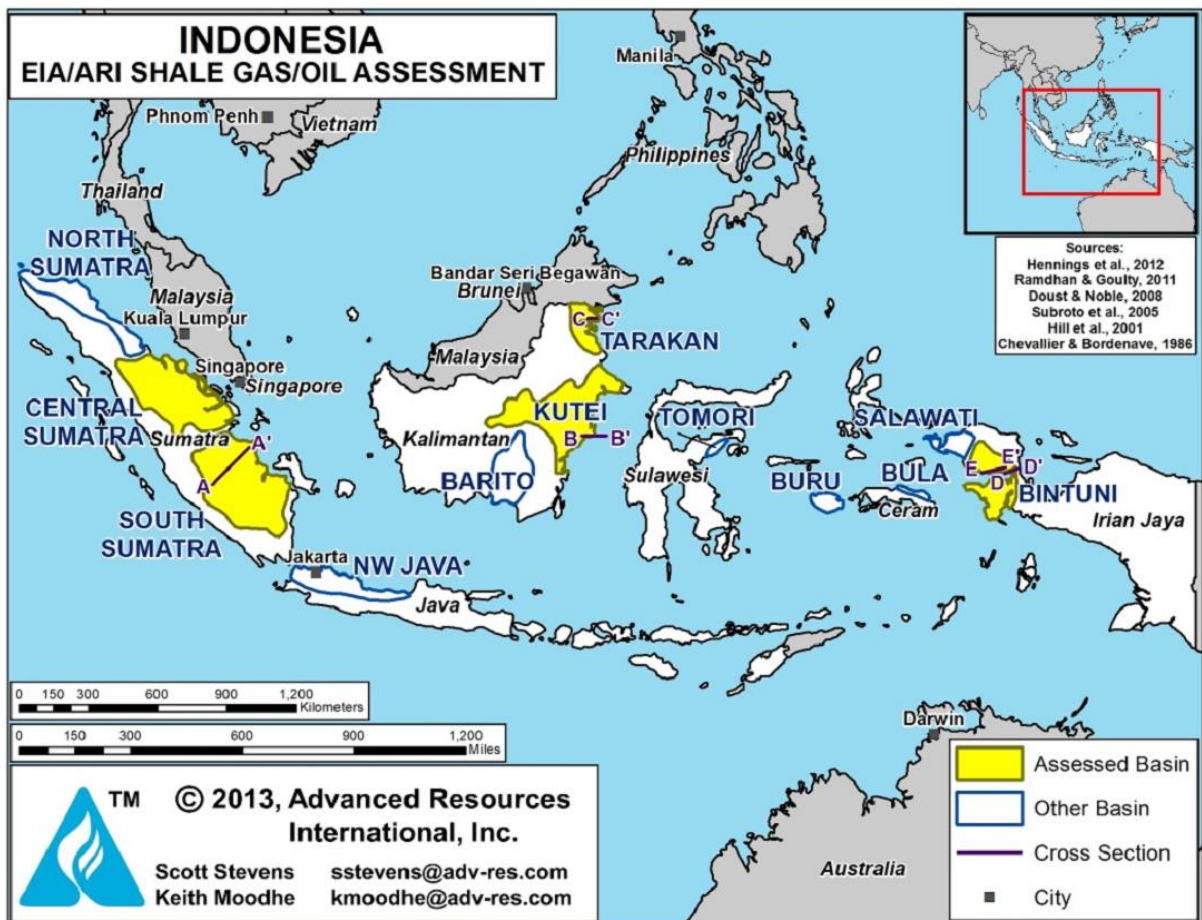
Gambar III-7. Lokasi penelitian *shale hydrocarbon* yang telah dilakukan oleh Badan Geologi (2014-2018).



Gambar III-8. Peta lokasi perhitungan sumberdaya *shale hydrocarbon* yang dilakukan oleh Badan Geologi (2020).

Selain data dari dalam negeri, hasil *assessment* potensi MNK di Indonesia oleh *Energy Information Administration* (EIA) Amerika Serikat menyebutkan bahwa Indonesia memiliki sumberdaya *shale gas* lebih dari 303 TCF dan 234 milyar barel minyak *in-place* dari lima (5) cekungan sedimen (Sumatra Tengah, Sumatra Selatan, Kutai, Tarakan dan Bintuni). Sedangkan potensi *technically recoverable shale gas* dan *shale oil* sebesar 46 TCF gas dan 7, milyar barrel *risked*. (**Gambar III-9**).

Berdasarkan data yang telah disebutkan di atas, baik yang bersumber dari dalam negeri maupun luar negeri menyatakan bahwa potensi MNK di Indonesia sangat besar dan layak untuk dikembangkan lebih lanjut untuk penambahan cadangan dan produksi migas nasional terutama untuk energi masa depan Indonesia.



Gambar III-9. Peta *assessment* potensi *shale HC* di Indonesia (EIA, 2013).

III.1.2. Sumberdaya Prospektif MNK di Indonesia

Dengan mengaplikasi perhitungan yang dikeluarkan oleh USGS yang menyatakan bahwa dari satu (1) barrel *recoverable reserve* pada reservoir konvensional yang ditemukan masih terdapat delapan (8) barrel *recoverable resources* di reservoir non-konvensional yang tidak dapat bermigrasi (**Gambar III-4**) pada data *reserve inventory* tahun 2017 (SKKMIGAS) untuk WK Pertamina EP dan WK di luar Pertamina EP, maka dapat diketahui sumberdaya prospektif beberapa lapangan yang berukuran raksasa (kategori *giant field* untuk minyak adalah lebih besar dari 500 MMBO dan untuk gas lebih besar dari 3000 BCF *recoverable reserve*).

Berdasarkan (**Tabel III-2**) dapat diketahui tiga (3) lapangan minyak terbesar di wilayah kerja (WK) Pertamina EP adalah:

1. PEP Asset 2 Sumatra Selatan sebesar 7.604,89 MMSTB.
2. PEP Asset 5 Kalimantan Timur sebesar 7.190,44 MMSTB.
3. PEP Asset 3 Jawa Barat sebesar 5.413,01 MMSTB.

Tiga (3) lapangan gas terbesar pada WK Pertamina EP (**Tabel III-2**) adalah:

1. PEP Asset 2 Sumatra Selatan sebesar 70.521,55 BSCF.
2. PEP Asset 3 Jawa Barat sebesar 59.881,85 BSCF.
3. PEP Asset 5 Kalimantan Timur sebesar 15.843,66 BSCF.
- 4.

Berdasarkan (**Tabel III-3**) dapat diketahui tiga (3) lapangan minyak terbesar di luar WK Pertamina EP adalah:

1. Rokan, Riau sebesar 104.081,31 MMSTB.
2. CPP, Riau sebesar 6.438,27 MMSTB.
3. North Sumatra sebesar 6.074,32 MMSTB.

Tiga (3) lapangan gas terbesar pada WK Pertamina EP (**Tabel III-3**) adalah:

1. North Sumatra sebesar 116.071,76 BSCF.
2. Sanga-Sanga, Kaltim sebesar 104.235,28 BSCF.
3. Koridor, Sumatra Selatan sebesar 76.430,01 BSCF.

Bahkan jika dilakukan penurunan asumsi perhitungan dari delapan (8) kali menjadi empat (4) kali pun beberapa lapangan masih masuk dalam kategori *giant field*. Sehingga area-area tersebut dapat menjadi kandidat untuk dilakukan *pilot project* MSFW. Berkaitan dengan status sebagai WK aktif konvensional maka perlu dilakukan rangsangan bagi KKKS pemilik WK konvensional untuk juga mengusahakan eksplorasi dan produksi dari reservoir non-konvensional.

Tabel III-2. Estimasi *Recoverables Resources* Migas Non-Konvensional pada WK Konvensional Pertamina EP (SKKMIGAS, 2017).

Recoverables Resources Estimation of Unconventional Tight Oil & Gas (WK Konvensional Pertamina EP)														
Asumption: 1 bbl Recoverable Reserve >> 8 bbl Recoverable Resources														
Based on: Reserve inventory - 2017 EUR (2P)= CUM + Remaining Reserve (2P)														
WK PEP		Oil + Condensate						Gas + Asso. Gas						
WK PERTAMINA EP	PROVINSI	IOIP (MMSTB)	EUR (MMSTB)	Kumulatif Produksi (MMSTB)			Unconventional Tight Oil (MMSTB)	IGIP BSCF	EUR (BSCF)	Kumulatif Produksi (BSCF)			Unconventional Tight Gas (BSCF)	
				P50	2P	3P				P50	2P	3P		
				8 x			8 x							
				1P	2P	3P	Rec. Resource			1P	2P	3P	Rec. Resource	
PEP Asset-1	ACEH	1.117,30	423,01	346,21	67,16	76,80	76,80	57,63	481,77	297,63	150,98	184,14	184,14	3.854,16
PEP Asset-1	JAMBI	1.355,21	371,10	300,01	43,26	71,09	82,12	514,65	493,43	34,35	252,98	459,08	765,32	3.947,44
PEP Asset-3	JAWA BARAT	2.061,87	676,63	276,20	230,42	400,42	831,16	7.257,92	7.485,23	4.591,07	2.071,81	2.894,16	3.731,14	59.881,85
PEP Asset-4	JAWA TENGAH	1.051,64	352,58	134,91	123,16	217,67	337,44	541,99	497,28	117,03	301,15	380,25	382,03	3.978,24
PEP Asset-4	JAWA TIMUR	673,76	178,52	136,67	27,92	41,85	57,55	0,00	312,90	258,82	54,08	54,08	54,08	2.503,20
PEP Asset-5	KALSEL	796,07	194,30	166,42	21,15	27,88	50,00	1.229,36	1.160,65	209,39	691,36	951,25	1.185,80	9.285,18
PEP Asset-5	KALTIM	3.225,39	898,80	800,11	52,25	98,70	126,43	1.473,26	1.980,46	839,94	544,89	1.140,52	1.253,89	15.843,66
PEP Asset-5	PAPUA BARAT	516,89	137,13	99,02	37,48	38,11	38,11	81,94	47,20	45,46	1,74	1,74	1,74	377,60
PEP Asset-1	RIAU	496,97	261,62	249,51	8,65	12,11	12,11	0,90	16,54	3,10	10,52	13,44	13,44	132,32
PEP Asset-2	SUMSEL	6.904,29	2.200,61	1.723,22	380,80	477,39	562,09	6.223,21	8.815,19	5.381,52	2.710,56	3.433,67	4.045,30	70.521,55
PEP Asset-1	SUMUT	859,09	244,56	102,88	63,02	141,68	180,67	969,33	1.387,89	815,35	374,46	572,53	648,31	11.103,09
Grand Total		19.058,49	5.938,88	4.335,17	1.055,27	1.603,70	2.354,49	18.350,19	22.678,53	12.593,67	7.164,53	10.084,86	12.265,21	181.428,27

: Giant Field Oil > 500 mmo Recoverable

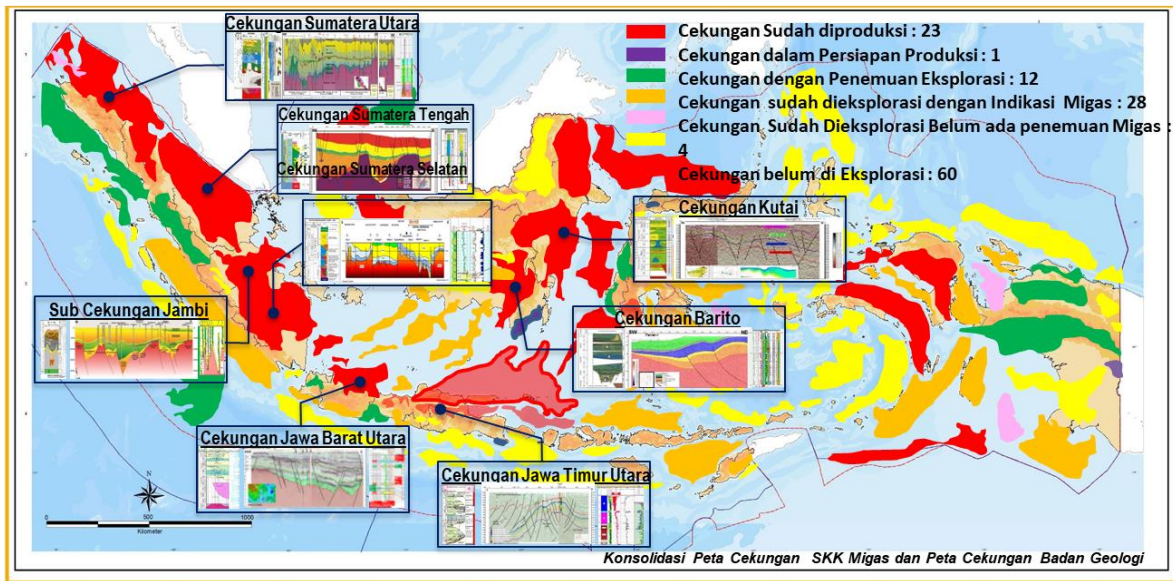
Tabel III-3. Estimasi Recoverables Resources dari Migas Non-Konvensional pada WK Konvensional di luar Pertamina EP (SKKMIGAS, 2017).

Recoverables Resources Estimation of Unconventional Tight Oil & Gas (WK Konvensional Non-Pertamina EP)															
Asumption: 1 bbl Recoverable Reserve >> 8 bbl Recoverable Resources															
Based on: Reserve inventory - 2017 EUR (2P)= CUM + Remaining Reserve (2P)															
WK Non PEP		Oil + Condensate						Gas + Asso. Gas							
WILAYAH KERJA (NON PERTAMINA EP)	PROVINSI	IOIP (MMSTB)	EUR (MMSTB)	Kumulatif Produksi (MMSTB)	Reserve (MMSTB)			Unconventional Tight Oil (MMSTB)	IGIP BSCF	EUR (BSCF)	Kumulatif Produksi (BSCF)	Reserve (BSCF)		Unconventional Tight Gas (BSCF)	
		P50	2P	8 x	1P	2P	3P	Rec. Resource	(BSCF)	2P	8 x	1P	2P	3P	Rec. Resource
AREA KAMPAR	RIAU	200,27	87,01	84,38	2,63	2,63	2,63	★ 696,05	44,48	35,36	33,39	1,97	1,97	1,97	★ 282,88
C P P	RIAU	1.940,58	804,78	710,82	68,05	93,96	149,05	★ 6.438,27	0,00	2,25	2,25	0,00	0,00	9,32	★ 18,00
CEPU	JATENG&JATIM	1.197,56	450,80	133,50	201,40	317,30	491,40	★ 3.606,40	188,86	180,87	32,78	124,97	148,09	182,82	★ 1.446,95
CORRIDOR	SUMSEL	228,54	109,11	83,81	18,77	25,30	36,26	★ 872,84	10.571,20	9.553,75	5.172,26	2	4.381,49	5.425,16	★ 76.430,01
JABUNG	JAMBI	471,91	201,42	118,17	26,20	83,25	142,98	★ 1.611,39	1.572,85	2.157,29	1.235,16	372,97	922,13	1.297,48	★ 17.258,29
KEPALA BURUNG	PAPUA BARAT	804,67	371,76	356,20	15,42	15,56	15,56	★ 2.974,06	379,26	335,60	263,48	50,41	72,12	72,12	★ 2.684,81
LANGGAK	RIAU	60,48	21,33	13,56	5,03	7,78	8,58	★ 170,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	★ 0,00
MERANGIN II	SUMSEL	48,54	15,37	2,65	9,33	12,72	42,43	★ 122,96	13,00	11,54	0,75	5,20	10,78	13,63	★ 92,29
NORTH SUMATRA "B"	SUMUT	0,00	759,29	757,41	1,88	1,88	1,88	★ 6.074,32	15.678,87	14.508,97	14.088,00	167,30	420,97	539,00	★ 116.071,76
OGAN KOMERING	SUMSEL	517,70	167,47	165,47	1,89	2,00	2,00	★ 1.339,75	145,10	177,45	141,82	20,13	35,63	65,48	★ 1.419,60
PENDOPO-RAJA	SUMSEL	117,88	44,20	13,14	12,76	31,06	54,41	★ 353,60	92,70	83,82	22,79	7,81	61,03	121,21	★ 670,53
RIMAU	SUMSEL	778,63	245,09	222,50	20,58	22,59	30,53	★ 1.960,72	1,23	131,77	113,78	17,55	17,99	20,26	★ 1.054,16
ROKAN	RIAU	26.617,77	13.010,16	1.439,72	585,16	1.570,44	1.780,00	★ 104.081,31	1.952,36	1.379,76	1.276,90	41,18	102,86	169,17	★ 11.038,08
SALAWATI	PAPUA BARAT	134,74	48,94	38,87	3,20	10,08	10,42	★ 391,54	12,35	85,95	72,43	6,77	13,52	13,89	★ 687,60
SANGA-SANGA	KALTIM	891,30	384,77	379,73	5,04	5,04	64,43	★ 3.078,18	14.792,77	13.029,41	12.956,28	73,13	73,13	1.583,96	★ 104.235,28
SELAT PANJANG	RIAU	109,18	27,42	1,78	3,85	25,64	45,76	★ 219,36	207,88	151,58	2,55	48,00	149,03	403,19	★ 1.212,64
SERAM NON BULA	MALUKU	169,66	21,40	15,71	4,13	5,69	6,78	★ 171,18	0,00	18,05	8,71	9,12	9,34	9,51	★ 144,40
SIAK	RIAU	206,52	67,07	54,24	12,83	12,83	15,21	★ 536,57	18,31	4,58	3,44	1,14	1,14	1,14	★ 36,64
SOUTH JAMBI B	JAMBI	30,21	12,78	4,28	6,54	8,50	9,08	★ 102,25	1.668,29	1.404,22	51,31	632,60	1.352,91	3.901,38	★ 11.233,77
SOUTH SUMATRA	RIAU	375,73	131,89	119,28	10,58	12,61	12,61	★ 1.055,13	875,85	1.197,22	971,83	183,42	225,39	225,39	★ 9.577,74
TARAKAN	KALTIM	71,81	15,26	12,02	3,05	3,24	3,96	★ 122,11	185,71	123,58	102,98	14,44	20,59	39,63	★ 988,61
TUBAN	JATIM	236,14	88,33	58,62	25,67	29,71	35,11	★ 706,63	47,57	80,83	42,83	17,80	38,00	66,20	★ 646,64
TUNGKAL	JAMBI	112,64	21,98	4,47	3,78	17,51	35,66	★ 175,84	0,00	23,30	3,23	6,68	20,07	31,19	★ 186,40
Grand Total		78.950,81	31.915,60	26.449,32	3.170,89	5.466,29	7.534,92	★ 255.324,81	204.609,51	168.389,28	92.301,09	54.364,94	76.088,19	96.720,37	★ 1.347.114,20

★ : Giant Field Oil > 500 mmbo Recoverable

Berdasarkan data sumberdaya prospektif MNK di Indonesia maka direkomendasikan pelaksanaan *pilot project* MSFHW di delapan area (**Gambar III-10**) antara lain:

1. Cekungan Sumatra Utara
2. Cekungan Sumatra Tengah
3. Subcekungan Jambi
4. Cekungan Sumatra Selatan
5. Cekungan Jawa Barat Utara
6. Cekungan Jawa Timur Utara
7. Cekungan Barito
8. Cekungan Kutai



Gambar III-10. Cekungan-cekungan produktif di Indonesia yang direkomendasikan untuk dilakukan pengeboran MSFHW.

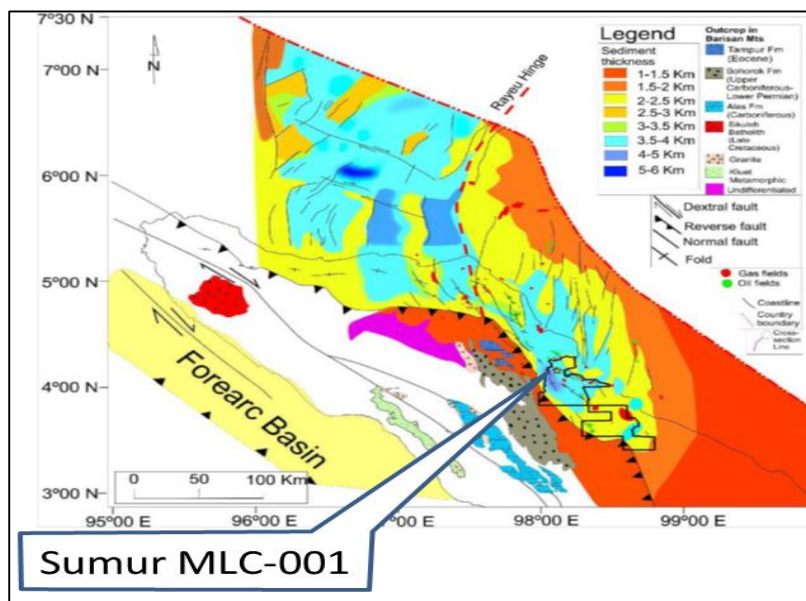
III.1.3. Karakteristik *Shale* MNK di Indonesia berdasarkan Aspek Mineralogi

Sebelum melakukan penelitian karakterisasi *shale* maka harus diketahui prasyarat *shale* yang baik untuk dapat menghasilkan MNK. Prasyarat tersebut didasarkan pada karakteristik *shale* di area penghasil MNK (**Tabel III-4**).

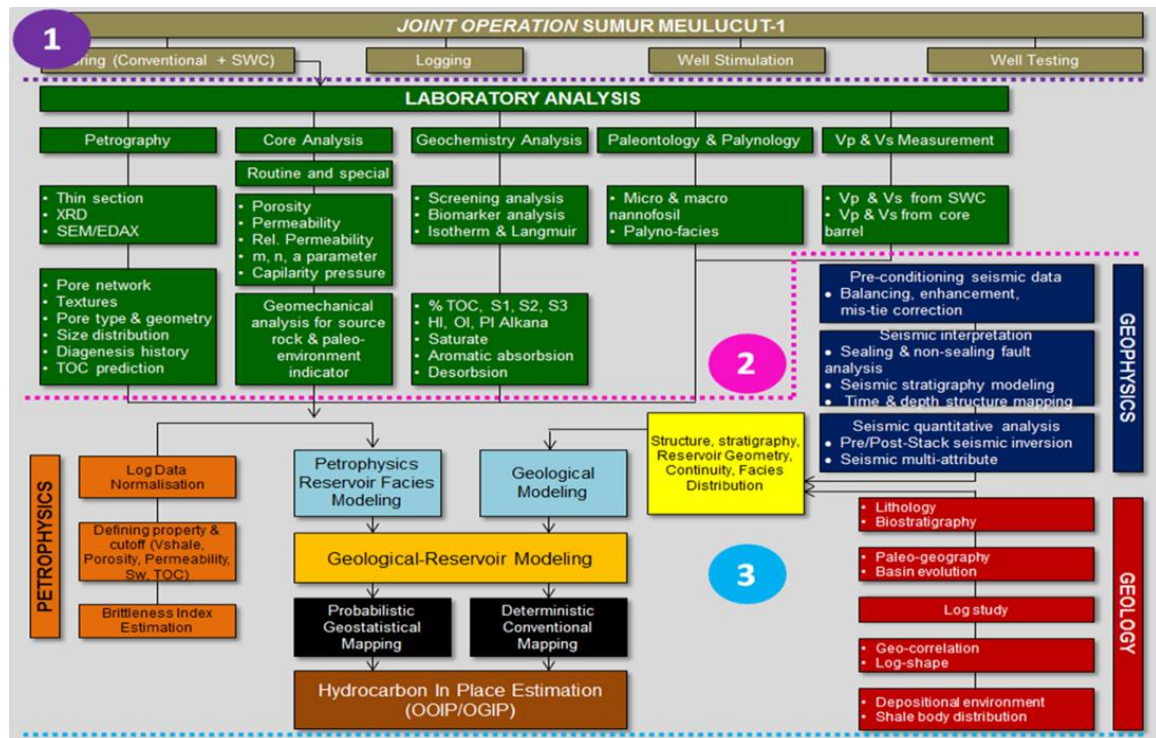
Berbagai studi karakterisasi *shale* (terutama aspek mineralogi) telah dilakukan baik yang bersumber dari dalam negeri maupun dari luar negeri seperti Amerika Serikat melalui EIA. Salah satu studi yang cukup rinci dengan analisis laboratorium yang lengkap telah dilakukan oleh LEMIGAS, PHE MNK Sumatra Utara dan SKKMIGAS pada tahun 2017. Target studi karakterisasi *shale* tersebut adalah Formasi Baong Bawah dan Formasi Belumai di Cekungan Sumatra Utara. Percontoh *shale* yang digunakan berasal dari Sumur Meulucut-001_section MNK (**Gambar III-11**). Tujuan analisis laboratorium di Sumur Meulucut-001_section MNK ini adalah untuk mengetahui karakteristik *shale* Formasi Baong Bawah dan Belumai guna mengidentifikasi zona *high grade* dari *play* MNK (**Gambar III-12**).

Tabel III-4. Prasyarat Formasi Shale yang terbukti Menghasilkan Migas (Modified after George E. King, Apache Corporation SPE 133456).

PARAMETER	DESIRED RESULT
Mineralogy	> 40 % Quartz or Carbonates
	< 30 % Clays
	Low expandability
	Biogenic vs detrital silica
Thickness	> 30 m
Depth	Shallowest depth in wet gas window
TOC	> 2%
Thermal Maturity	Wet Gas window > 1.0 Ro
Gas Composition	Low CO ₂ , N, and H ₂ S
Gas Filled Porosity (Bulk Volume Gas)	> 2 % Gas Filled Porosity
Gas Type	Thermogenic
Internal Vertical Heterogenety	Less is better
Wettability	Oil prone wetting of Kerogen
OGIP (free and Sorbed)	> 100 BCF / section
Permeability	> 100 nanoDacry and < 01.mD
Poisson's Ratio (static)	< 0.25
Pressure	> 0.5 psi/ft
Reservoir Temperature	> 230 F
Seals	Fracture Barriers Present Top and base
Shows	High gas Readings - Production
Fracture Fabric and Type	Vertical vs horizontal orientation
Stress	< 2000 psia Net Lateral Stress
Young's Modulus	> 3.0 MMPSIA
Dehydration effect (Sw)	< 40% Sw



Gambar III-11. Peta posisi studi karakterisasi shale HC yang dilakukan oleh LEMIGAS dan PHE WK MNK Sumbagut.



Gambar III-13. Ruang lingkup studi karakterisasi *shale* HC. Bagian pertama dilakukan oleh PHE MNK Sumatra Utara. Bagian kedua dan ketiga dilakukan oleh LEMIGAS (2017).

Analisis karakterisasi *shale* MNK di Sumur Meulucut-001_section MNK ini dilakukan pada 168 percontoh yang terdiri dari 93 *cutting* dan 75 *core* dari kedalaman 1690-3650 m.

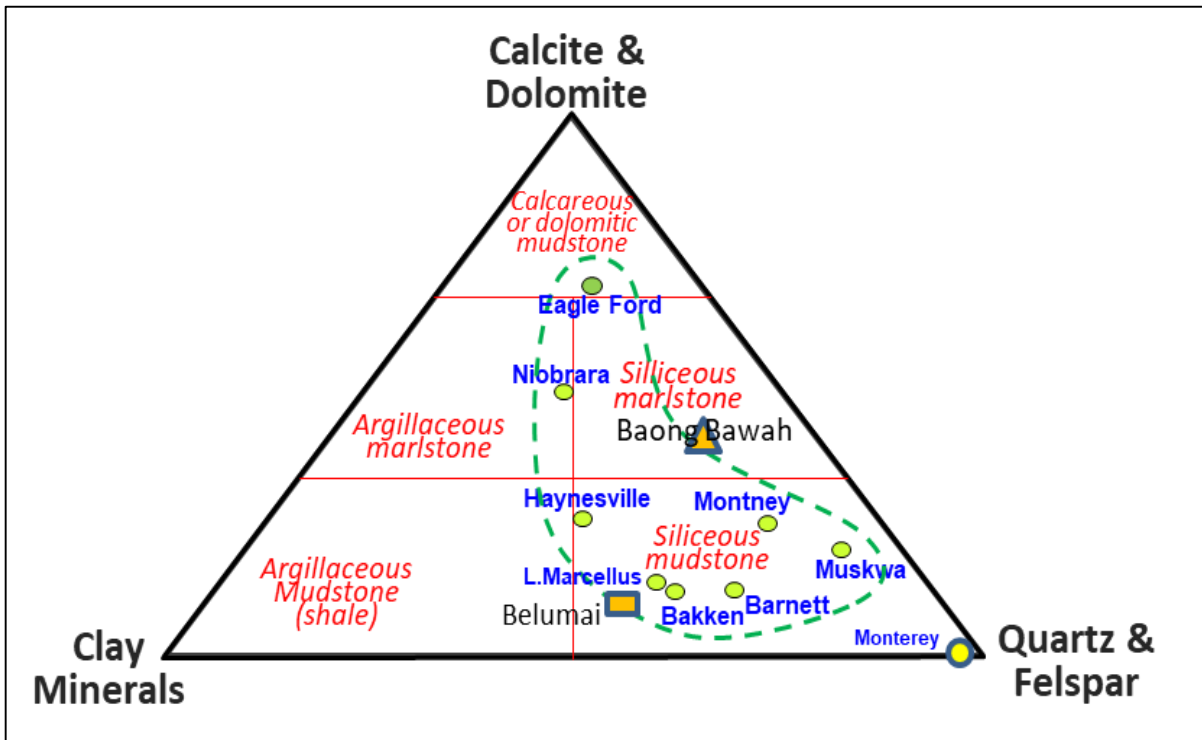
Ruang lingkup dari uji laboratorium yang dilakukan antara lain:

1. *Desorption Test*
2. *Gas Composition*
3. *Adsorption Isotherm*
4. *Rock Eval Pyrolysis*
5. *Vitrinite reflectance*
6. *TOC*
7. *Tipe Kerogen*
8. *GC*
9. *GS-MS*
10. *Core CT Scan*
11. *Grain Density*
12. *Helium Porosity*
13. *Air Permeability*
14. *Mercury Capillary*
15. *XRD*
16. *Thin Section*
17. *SEM-EDX*
18. *Biostratigraphy Analysis*
19. *Uniaxial/Triaxial Test*
20. *Modulus Young's*
21. *Poisson's Ratio*

Hasil dari studi karakterisasi *shale HC* di Cekungan Sumatra Utara antara lain Formasi Baong Bawah merupakan batuan induk yang menghasilkan hidrokarbon di lapangan-lapangan migas di Sumatra Utara. Formasi Belumai diendapkan pada lingkungan laut dangkal, sedangkan Formasi Baong Bawah pada lingkungan laut dalam.

1. Berdasarkan komposisi mineralogi Formasi Baong Bawah analog dengan Formasi Montney sedangkan Formasi Belumai analog dengan Formasi Marcellus dan Formasi Bakken (**Gambar III-14**).
2. Perhitungan *Brittleness index* (BI) dilakukan berdasarkan data hasil analisis XRD yang mengacu pada persamaan Wang & Gale (2009), yang menyebutkan bahwa BI adalah hasil perbandingan antara jumlah mineral kuarsa + karbonat terhadap jumlah mineral kuarsa + karbonat + *clay* + TOC. (**Gambar III-15**).
3. Berdasarkan diagram *brittleness index* Formasi Baong Bawah memiliki tingkat kegetasan yang lebih rendah dari pada Formasi Belumai. Hal tersebut disebabkan karena pada Formasi Baong Bawah memiliki komposisi mineral lempung lebih dominan daripada mineral kuarsa - feldspar dan mineral karbonat. Sedangkan pada Formasi Belumai komposisi mineral didominasi mineral kuarsa - feldspar dan karbonat. Sedangkan berdasarkan diagram *clay* menunjukkan bahwa Formasi Baong Bawah dan Formasi Belumai sama-sama didominasi oleh mineral lempung kaolinit - ilit dan klorit (**Gambar III-16**).
4. Formasi Belumai memiliki tingkat kegetasan lebih tinggi dan secara umum indeks kegetasan meningkat berbanding lurus dengan penambahan kedalaman (**Gambar III-17**).
5. Penggunaan lumpur berbasis minyak (OBM) pada sumur MLC-001, mengakibatkan data TOC, RE dan biomarker terpengaruh. Data geokimia menunjukkan profil kematangan termal sumur MLC-001 terdeteksi dari belum matang sampai pada pembentukan gas basah (R_o : 0,37 – 1,45%). Karakteristik material organik seluruh sampel didominasi oleh maceral vitrinit, yang cenderung menghasilkan gas. Kelimpahan material organik berkisar dari rendah – sedang (TOC: 0.27 sampai dengan 1,8%wt). Sebaran nilai TOC >1,5%wt pada interval 2898 – 3010 m dengan kandungan mineral kuarsa tinggi berpotensi memproduksi hidrokarbon serpih (gas/kondensat) (**Gambar III-18**).

6. Porositas tertinggi terekam pada interval 2029,94 m, dan distribusi pori didominasi oleh ukuran pori dengan diameter 0,01 – 0,1 μm .
7. Data *adsorption isotherm* dan *gas content* bervariasi masing-masing 52 – 320 scf/t dan 1,55 – 104,6 scf/t.



	BARNETT	HAYNESVILLE	MARCELLUS	EAGLE FORD	BAONG	BELUMAI
Depth (FT)	3 - 9,000	9840 - 14760	2 - 9,500	4 - 13,500	5248 - 10574.72	10574,72 - 11535,82
Age	Early Carboniferous	Upper Jurassic	Early Devonian	Late Cretaceous	Middle Miocene	Early Miocene
TOC (%)	1 - 10	3 - 5	1 - 15	2 - 7	0.37 - 1.80	0.27 - 1.24
RO (%)	0.7 - 2.3	-	0.5 - 4+	0.5 - 1.7	0.37 - 1.45	1.26 - 1.40
Porosity (%)	2 - 14	6 - 12	2 - 15	6 - 14	0.07 - 3.599	0.31 - 3.678
Qtz + Calcite (%)	40 - 50	70 - 90	40 - 60	50 - 80	15 - 67	57-87
Gas Content (Scf/Ton)	100 - 350	100 - 330	-	-	7.68 - 104.58	1.55 - 10.56
Clay (%)	20 - 40	-	30 - 50	15 - 35	20 - 78	7 - 26
Areal Extent (mi ²)	22,000	-	60,000	15,000	-	-
Resource Size (Tcf)	25 - 250	-	50 - 500	10 - 100	-	-

Gambar III-14. Karakteristik *shale* Formasi Baong Bawah dan Belumai masih analog dengan formasi *shale* penghasil migas non-konvensional. Formasi Baong Bawah analog dengan Formasi Montney, sedangkan Formasi Belumai analog dengan Formasi L. Marcellus dan Formasi Bakken.

Brittleness Index (BI)

Data XRD

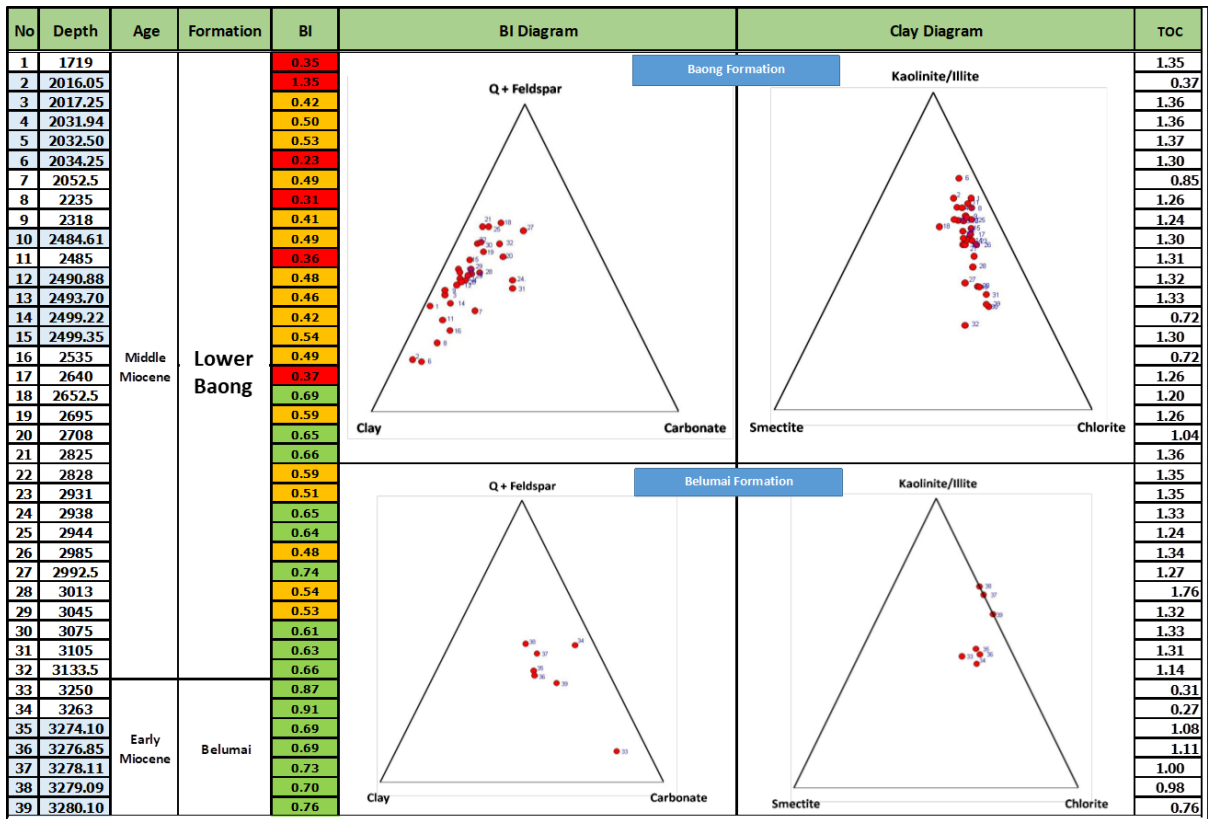
NO.	DEPTH (FEET)	CLASSIFICATION (Dunham, 1962, Dott, 1964 and Folk, 1980)	CLAY MINERALS				CARBONATE MINERALS			OTHER MINERALS				TOTAL		
			SMECTITE (%)	ILLITE (%)	KAOLINITE (%)	CHLORITE (%)	CALCITE (%)	DOLOMITE (%)	SIDERITE (%)	QUARTZ (%)	K-Feldspar (%)	PLAGIOCLASE (%)	PYRITE (%)	CLAY (%)	CARBONATE (%)	OTHER (%)
1	8102.0	Shale	-	40	10	-	-	-	2	40	-	1	7	50	2	48
2	8119.0	Sandy shale	-	20	11	4	-	-	9	55	-	1	-	35	9	56
3	9335.0	Silty shale	-	25	17	12	-	-	2	43	-	1	-	51	2	44
4	9696.0	Sandstone	-	20	6	4	-	-	1	67	-	1	-	30	1	69

Brittleness Index (BI) - Wang and Gale, 2009

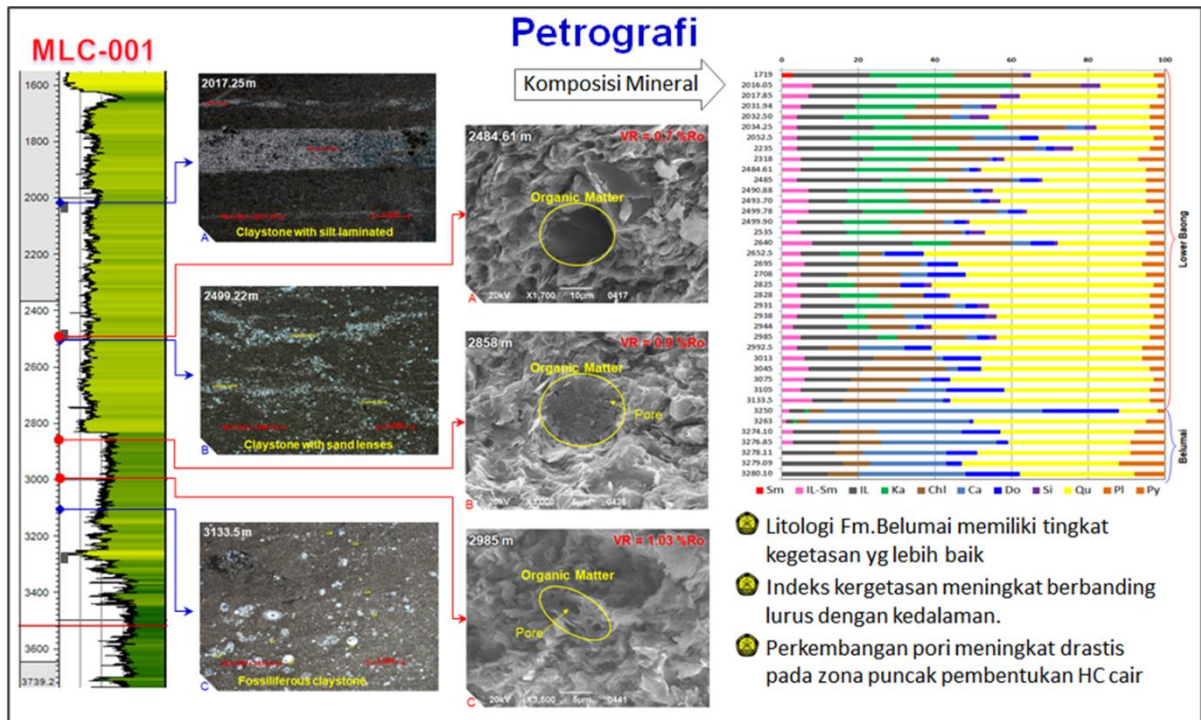
BI = (Quartz + Carbonate / Quartz + Carbonate + Clay + TOC)

If BI < 40% is categorized as plastic and not good as shale gas reservoir, whereas if BI = 40% - 60% is classified as Moderate, and if BI > 60% is categorized as brittle rock/fragile.

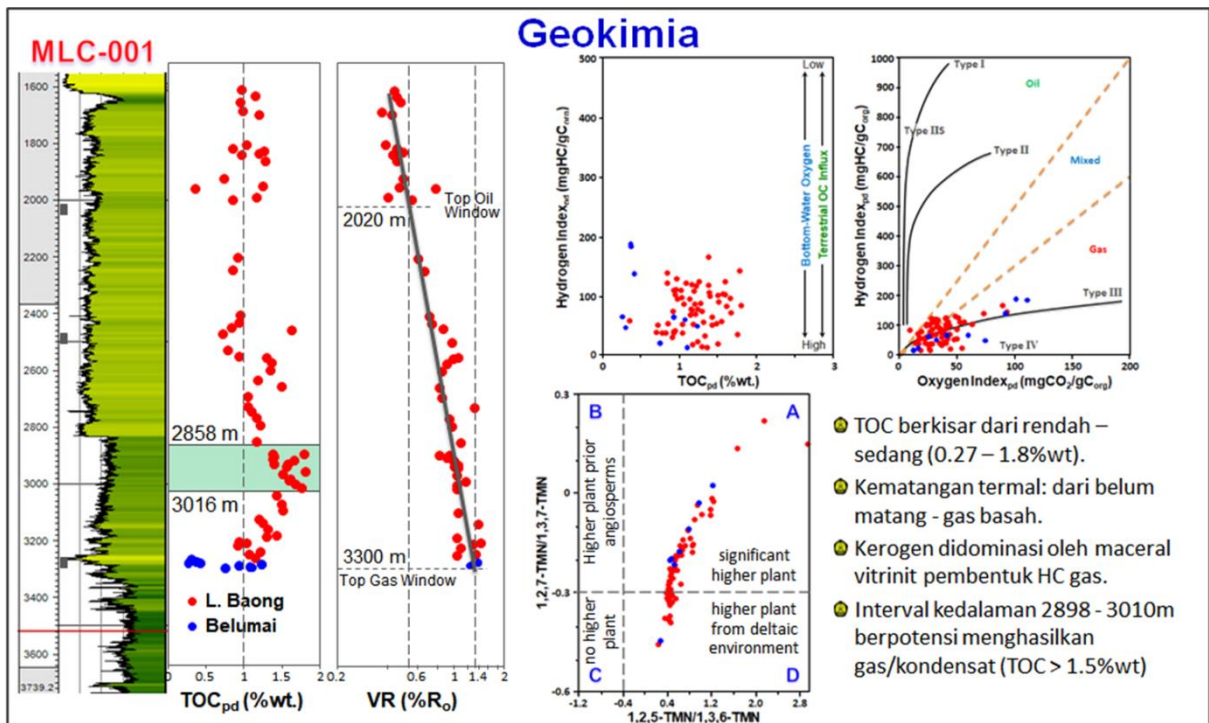
Gambar III-15. Rumus perhitungan BI berdasarkan data XRD adalah perbandingan antara jumlah Q + Ca terhadap jumlah Q + Ca + Cly + TOC (Wang and Gale, 2009) (LEMIGAS, 2017)



Gambar III-16. Perbandingan komposisi mineral berdasarkan data petrografi pada Formasi Baong Bawah dan Belumai menunjukkan bahwa Formasi Baong relatif lebih *ductile* daripada Formasi Belumai (LEMIGAS, 2017).

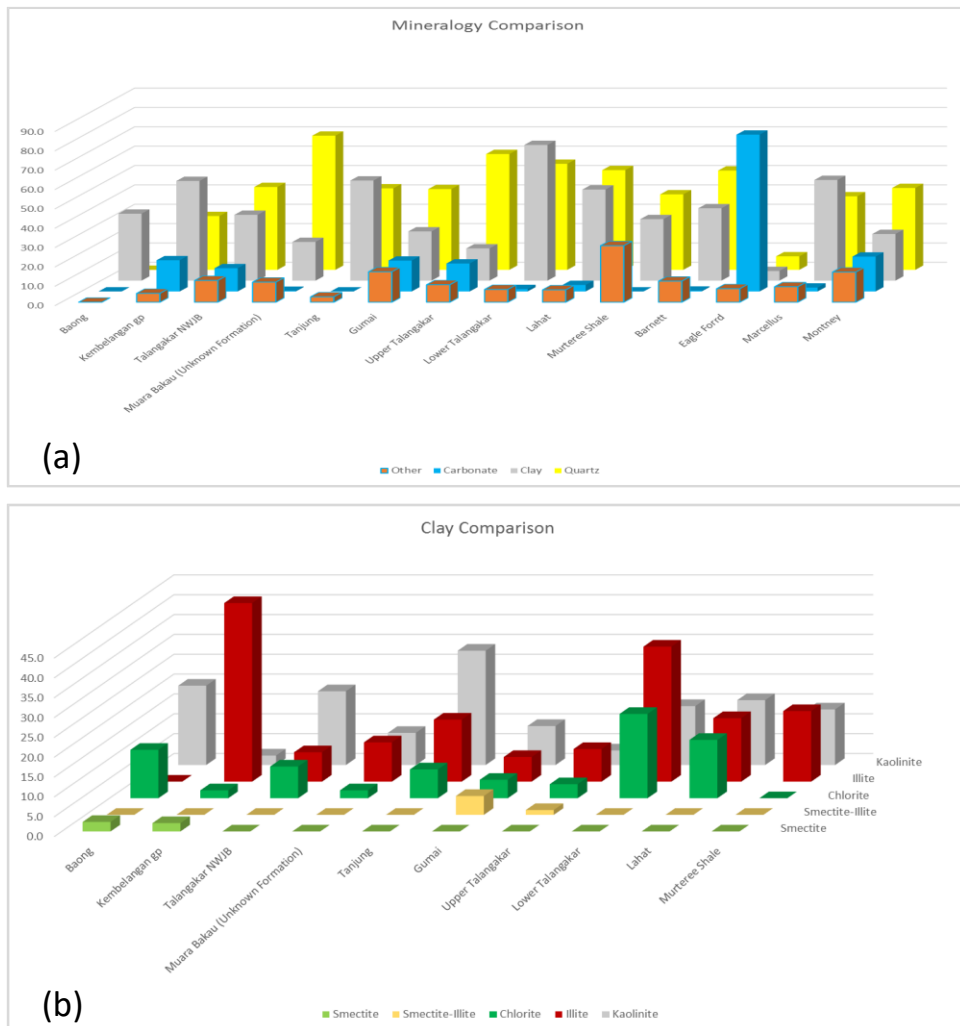


Gambar III-17. Perbandingan komposisi mineral Formasi Baong Bawah dan Belumaimenunjukkan bahwa Formasi Belumai memiliki indeks kegetasan lebih baik (LEMIGAS, 2017).



Gambar III-18. Analisis geokimia menunjukkan bahwa TOC berkisar dari rendah sampai sedang, kematangan masih dalam tahap belum matang hingga gas basah, tipe kerogen didominasi oleh *maceral* vitrinit (*gas prone*) (LEMIGAS, 2017).

Komposisi mineral lempung merupakan faktor yang dapat menentukan perbedaan dari *fracturing* karena dapat menentukan hasil produksi. Komposisi *clay* yang mempengaruhi *fracturing* dan produksi adalah komposisi dari *smectite* dan *illite*. Berdasarkan studi yang dilakukan ITB diketahui komposisi mineralogi dari percontoh batuan yang berasal dari berbagai formasi di Indonesia (Baong, Kembelangan, Talangakar NWJB, Muara Bakau, Tanjung, Gumai, *Upper* Talangakar dan Lahat) dibandingkan dengan beberapa formasi batuan di Amerika (Muntere, Barnett, Eagle Ford, Marcellus dan Montney). Diagram batang berdasarkan komposisi mineral karbonat, *clay* dan Kuarsa (**Gambar III-19a**) sedangkan berdasarkan perbandingan mineral *clay* yaitu *smectite*, *smectite-illite*, *chlorite*, *kaolinite* pada **Gambar III-19b**.



Gambar III-19 Komposisi mineralogi *shale* (a) dan mineral *clay* (b) pada beberapa target formasi di Indonesia maupun di Amerika Serikat.

Sumber lain mengenai karakteristik (*properties*) shale dipublikasikan oleh EIA tahun 2013 dari lima cekungan antara lain Sumatra Tengah, Sumatra Selatan, Kutai, Tarakan dan Bintuni untuk *shale gas* (Tabel III-5) dan *shale oil* (Tabel III-6).

Tabel III-5. Summary Karakteristik/ Properties dari Reservoir *Shale Gas* di beberapa Cekungan Sedimen di Indonesia (EIA, 2013).

Basic Data	Basin/Gross Area	C. Sumatra (36,860 mi ²)	S. Sumatra (45,170 mi ²)	Kutei (35,840 mi ²)	Tarakan (7,510 mi ²)			Bintuni (15,200 mi ²)	
	Shale Formation	Brown Shale	Talang Akar	Balikpapan	Naintupo	Meliat	Tabul	Aifam Group	
	Geologic Age	Paleogene	Eocene-Oligocene	Mid.-U. Miocene	L. Miocene	Mid. Miocene	U. Miocene	Permian	
	Depositional Environment	Lacustrine	Lacustrine	Lacustrine	Lacustrine	Lacustrine	Lacustrine	Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	4,700	15,490	1,630	1,010	880	510	3,340	
	Thickness (ft)	Organically Rich	295	918	900	750	1,000	1,500	1,000
		Net	266	367	450	375	400	600	500
	Depth (ft)	Interval	6,560 - 10,496	3,300 - 8,000	3,300 - 15,000	6,600 - 16,000	3,300 - 13,120	3,300 - 6,600	5,000 - 15,000
Average		8,530	7,000	9,000	11,500	10,000	5,000	9,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Normal	Normal	Highly Overpress.	Normal	Normal	Normal	Normal	
	Average TOC (wt. %)	6.0%	5.0%	4.0%	5.0%	3.0%	3.0%	1.5%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.80%	0.70%	0.70%	1.50%	1.15%	0.70%	1.50%	
	Clay Content	Medium	High	High	High	High	High	Low	
Resource	Gas Phase	Assoc. Gas	Assoc. Gas	Assoc. Gas	Dry Gas	Wet Gas	Assoc. Gas	Dry Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)	19.6	25.0	62.1	170.7	142.3	37.3	213.8	
	Riskied GIP (Tcf)	41.5	67.8	16.2	34.5	25.1	3.8	114.3	
	Riskied Recoverable (Tcf)	3.3	4.1	1.3	5.2	3.8	0.2	28.6	

Tabel III-6. Summary Karakteristik/ Properties dari Reservoir *Shale Oil* di Beberapa Cekungan Sedimen di Indonesia (EIA, 2013).

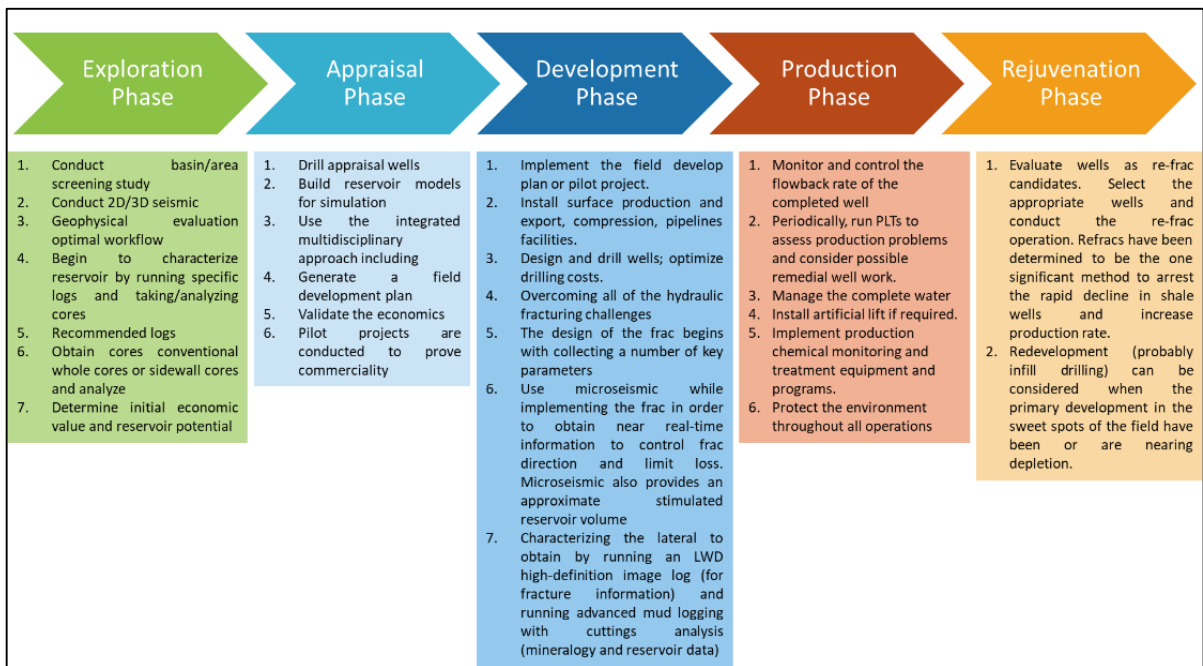
Basic Data	Basin/Gross Area	C. Sumatra (36,860 mi ²)	S. Sumatra (45,170 mi ²)	Kutei (35,840 mi ²)	Tarakan (7,510 mi ²)		
	Shale Formation	Brown Shale	Talang Akar	Balikpapan	Meliat	Tabul	
	Geologic Age	Paleogene	Eocene-Oligocene	Mid.-U. Miocene	Mid. Miocene	U. Miocene	
	Depositional Environment	Lacustrine	Lacustrine	Lacustrine	Lacustrine	Lacustrine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	4,700	15,490	1,630	880	510	
	Thickness (ft)	Organically Rich	295	918	900	1,000	1,500
		Net	266	367	450	400	600
	Depth (ft)	Interval	6,560 - 10,496	3,300 - 8,000	3,300 - 15,000	3,300 - 13,120	3,300 - 6,600
Average		8,530	7,000	9,000	10,000	5,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Normal	Normal	Highly Overpress.	Normal	Normal	
	Average TOC (wt. %)	6.0%	5.0%	4.0%	3.0%	3.0%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.80%	0.70%	0.70%	1.15%	0.70%	
	Clay Content	Medium	High	High	High	High	
Resource	Oil Phase	Oil	Oil	Oil	Condensate	Oil	
	OIP Concentration (MMbbl/mi ²)	32.8	50.2	64.7	7.1	103.7	
	Riskied OIP (B bbl)	69.4	136.2	16.9	1.3	10.6	
	Riskied Recoverable (B bbl)	2.77	4.09	0.68	0.04	0.32	

III.2. Metodologi Eksplorasi dan Eksploitasi MNK

III.2.1. Fase Eksplorasi dan Eksploitasi MNK

Fase-fase eksplorasi dan eksploitasi MNK terdiri atas lima fase (**Gambar III-20**). Indonesia sendiri pada saat ini masih dalam fase eksplorasi dan masih banyak yang harus dilakukan sebelum menuju fase berikutnya.

1. Fase Eksplorasi
2. Fase *Appraisal*
3. Fase Pengembangan (*Development*)
4. Fase Produksi
5. Fase Peremajaan (*Rejuvenation*)



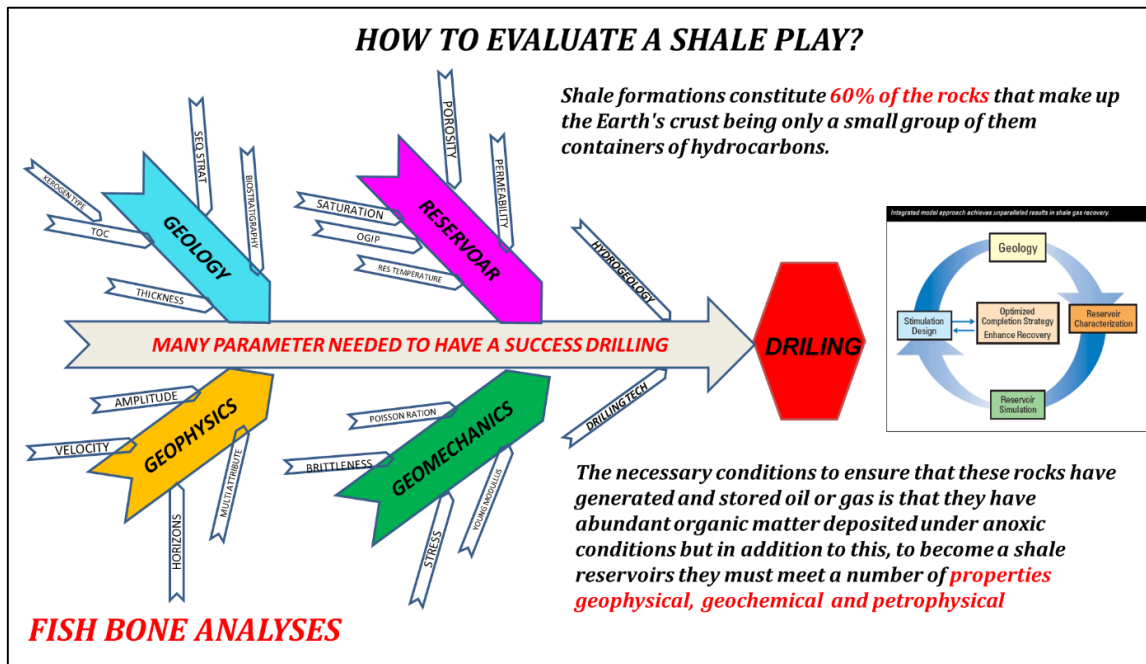
Gambar III-20. Fase-fase Pengembangan *Shale HC*

III.2.2. Metodologi *Assessment MNK*

Dalam *assessment shale HC* melibatkan berbagai bidang disiplin ilmu. Tiga bagian utama yaitu dalam *assessment MNK* antara lain *Exploration (geoscience-basin modelling)*, *Petrophyscis-Geochemistry* dan *Geomechanic* (**Tabel III-7 & Gambar III-21**).

Tabel III-7. Uraian disiplin ilmu dan uraian tentang apa (*what*), mengapa (*why*) dan bagaimana (*how*) yang terkait dengan beberapa properti yang mendukung studi MNK shale hidrokarbon.

Discipline	What?	Why?	Typical "Good" Shale Criteria	How?
1. Exploration Geoscience / Basin Modelling	Play presence, structure / sedimentology	Where in the subsurface are the target formations located?	Minimum 15-20 m thick high TOC section	Exploration geology and basin modeling
		What was the depositional setting and what is the current structural setting?	<5 Deg dip, simple structural architecture – minimal faults, folds	
2. Petrophysics and Geochemistry	Source rock geochemistry	Is the organic material in the source rock gas-prone or oil-prone?	TOC 2-5+% by weight Typically Type I/II Kerogen in shales (hence oil-prone and require thermogenic cracking or biogenic action to generate gas).	Petrophysical interpretation (including core / sample analysis)
	Source maturity	Is the organic material thermally mature enough to have produced, or be producing gas?	Ro >1.4 for dry gas	Basin modeling and core / sample analysis
			Ro 1.1-1.4 for wet gas	
			Ro 0.6-1.1 for oil (higher risk of ductile rock)	
			Hydrocarbon Index HI = 1.0 (S ₂ *100)/TOC T Max 450+ Deg C	
Inorganic mineralogy	Understanding ability to induce fracturing and fluid / proppant sensitivity	<40% Vclay; direct measurement of brittle index required	Petrophysical interpretation (including core / sample analysis)	
Reservoir petrophysical properties	Higher poro-perm = more free gas potentially present and producible	Porosity 3-6+%,	Petrophysical interpretation (including core / sample analysis)	
		>400 nannodarcy permeability		
3. Geomechanics	Rock mechanical model	Understanding of how the rock will behave while drilling and under stimulation	>> Young's Modulus and lower Poisson's Ratio improves likelihood of productive fractures	Petrophysical interpretation (including core / sample analysis)
	Geomechanical model	Orientation of laterals and subsequent stimulation planning	Most productive wells drilled at 90° to Sh _{max} and therefore dominant natural fracture trend (in extensional or s-s regimes)	Natural fractures, Stoneley Wave analysis, seismic anisotropy, upscaling from 1D rock mechanical model

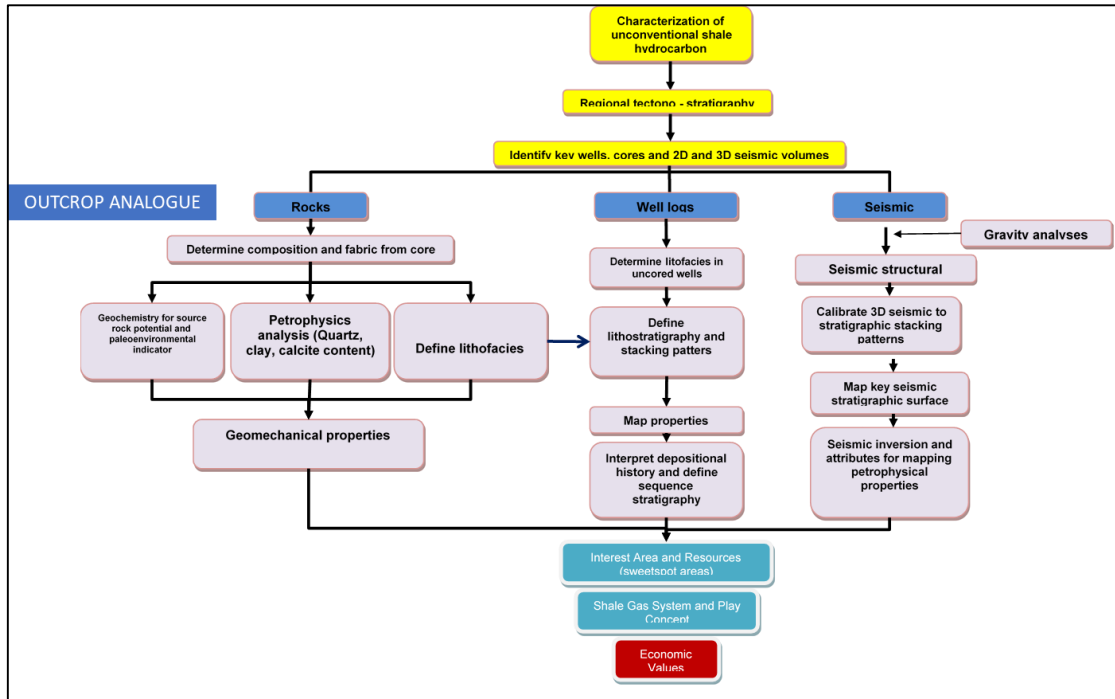


Gambar III-21. Skema evaluasi shale HC yang terdiri atas berbagai disiplin ilmu yaitu geologi, gofisika, resrvoir dan geomekanik (Trisakti, 2020).

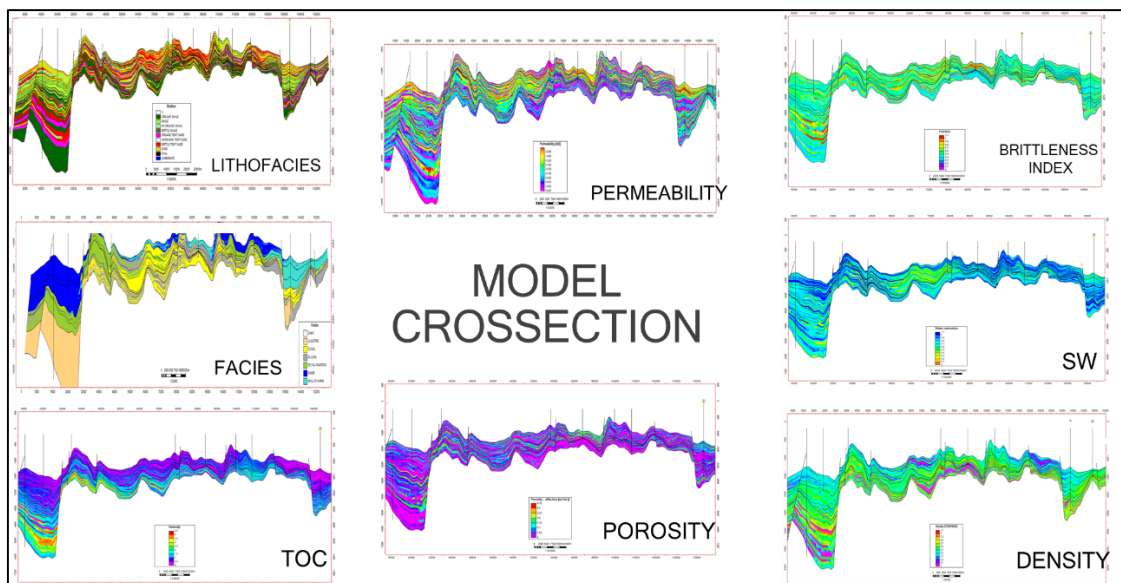
Workflow dalam assessment shale HC (**Gambar III-22**) meliputi:

- Analisis geofisika: Interpretasi seismik → *horizon & fault stick*
- *Velocity model atribut analysis* (map atribut): *AI, density atribut/ switness, TOC atribut VP/ VS*
- Analisis stratigrafi: *sequence boundary (well top), facies map, litofacies map & well analysis*
- Analisis petrofisika: *well analysis* → *Vcl, porosity, SW, permeability, TOC, Britleness index, gas content.*
- Analisis Geokimia: Peta kematangan dalam *depth*, data S1 & S2, data TOC, BI
- Analisis Lab: Analisis *formation factor & resistivity Index*
- Analisis *gas adsorbed*
- Analisis minerologi, analisis *porosity* dan / atau *SW &/ or permeability*
- Membuat *model cross section* (**Gambar III-23**)
- Melakukan *cut-off* untuk mengetahui dimana *sweet spot* untuk batuan sumber penghasil minyak dan gas (**Gambar III-24 & Gambar III-25**)
- Analisis geomekanik dan pemodelan litofasies (**Tabel III-8 dan Gambar III-26**)

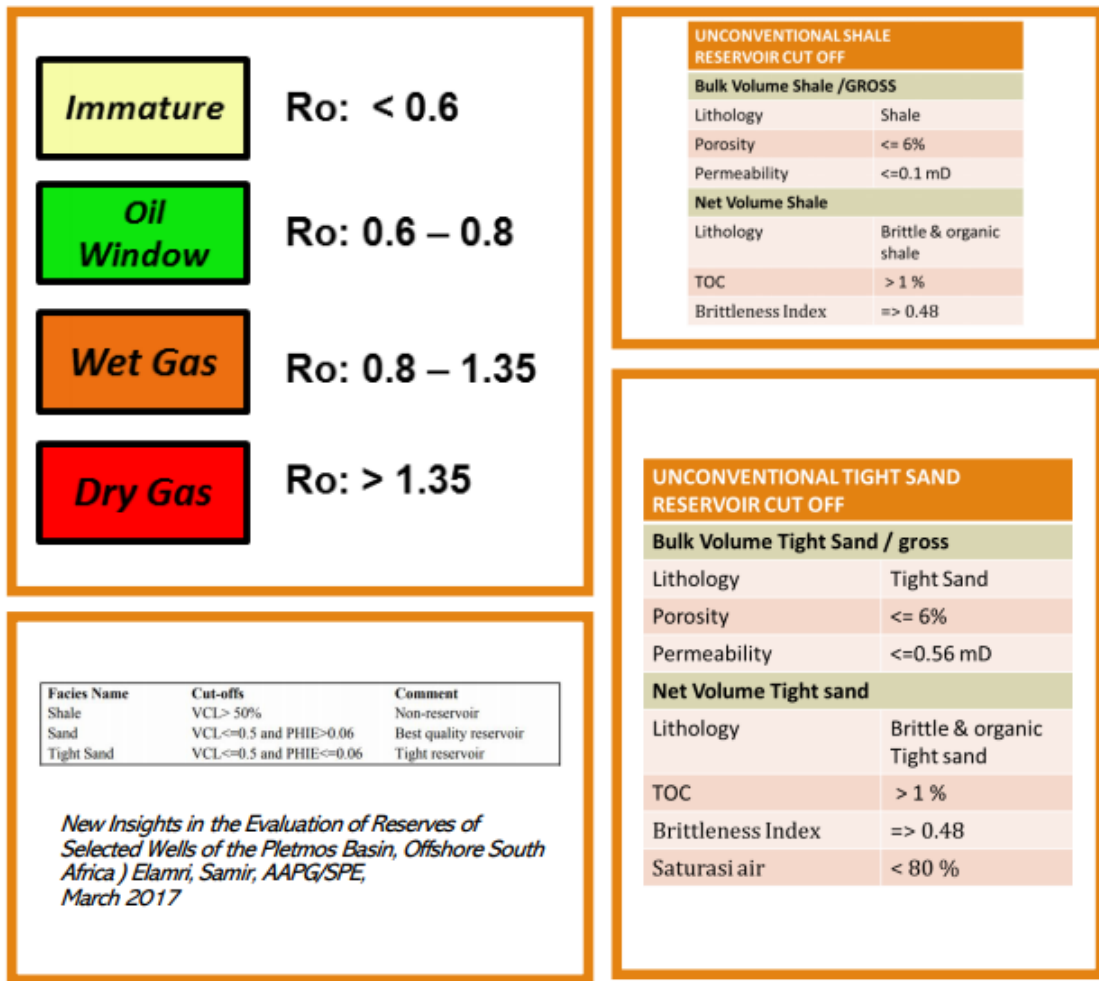
Salah satu hal yang paling utama dalam karakterisasi *shale HC* adalah memetakan *facies belt* dari *shale* target karena ini menjadi faktor utama yang menentukan kontinuitas dari reservoir shale. Sebagai contoh, di Formasi Lahat di Sumatra Selatan dapat mencapai lateral sebesar 15-20 km berupa “*fine-grained sediment*” dan beberapa tempat berupa *massive shale unit*.



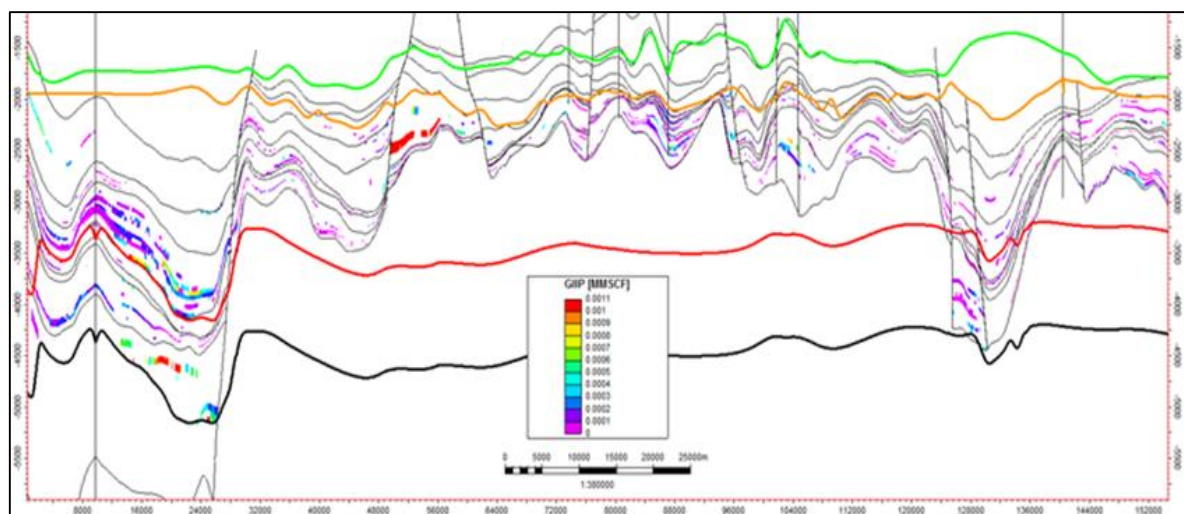
Gambar III-22. Metodologi karakterisasi MNK (UNPAD, 2020).



Gambar III-23. Contoh model *crosssection* dengan berbagai sebaran properties.



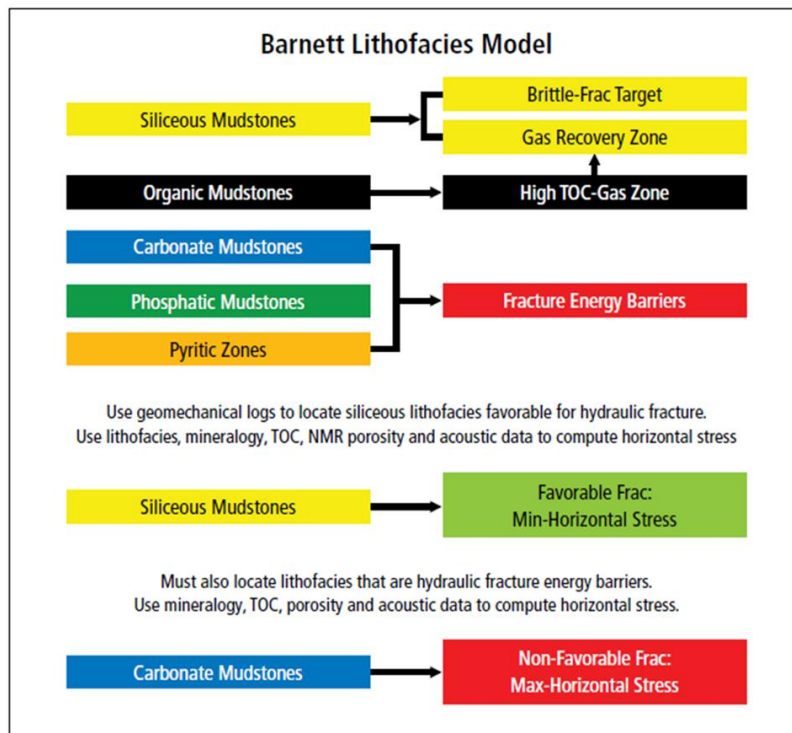
Gambar III-24. Parameter cut-off dalam shale HC (AAPG - SPE, 2017).



Gambar III-25. Contoh pemetaan sweet spot reservoir HC setelah melakukan cut-off dari parameter shale HC.

Tabel III-8. Data yang dibutuhkan dalam analisis Geomekanik (UNPAD, 2020)

No	Data Required	Required	Nice to have
1	Well data		
	Sonic DT compressional and DTSM shear slowness	v	
	Density	v	
	Gamma Ray	v	
	Resistivity	v	
	Petrophysical interpretation (VCL, PHIE, PHIT)	v	
	Caliper logs	v	
	Equivalent circulating Density log / ECD log		v
	Formation pressure point (MDT / DST / RFT)		v
	Image Logs - FMI, UBI, OBMI, AND etc.,		v
	Trajectory / deviation for offset and plan well	v	
	LOT / XLOT, and or DataFRAC, and or FIT and or step rate tests – Pressure vs time (pdf and LAS)		v
	Rock mechanics laboratory core test results		v
2	Drilling Data		
	Mud log / Master Log / Litholog		v
	Daily drilling reports and/or End of wells reports	v	
	Geological final report		v
	Mud log type data (TGAS, MWTI, etc)		v
	Stratigraphic column/formation top	v	
3	3D Geomechanics Modeling Data		
	1D - Mechanical Earth modeling	v	
	Structural Map showing location of wells and fault .,etc (PDF / JPEG, etc)	v	
	Static Modeling – fault surfaces, gridded surfaces of major formation tops, porosity, etc (GRDECL or Petrel Backup Project)	v	
	3D seismic interval velocity – depth domain (SEG Y)	v	
	Seismic horizon from surfaces / sea bed to below reservoir target. (Ascii – Zmap + grid format, etc)	v	
	3D dynamic reservoir simulation model result - Pre-production, present day , forecast (GRDECL)	v	



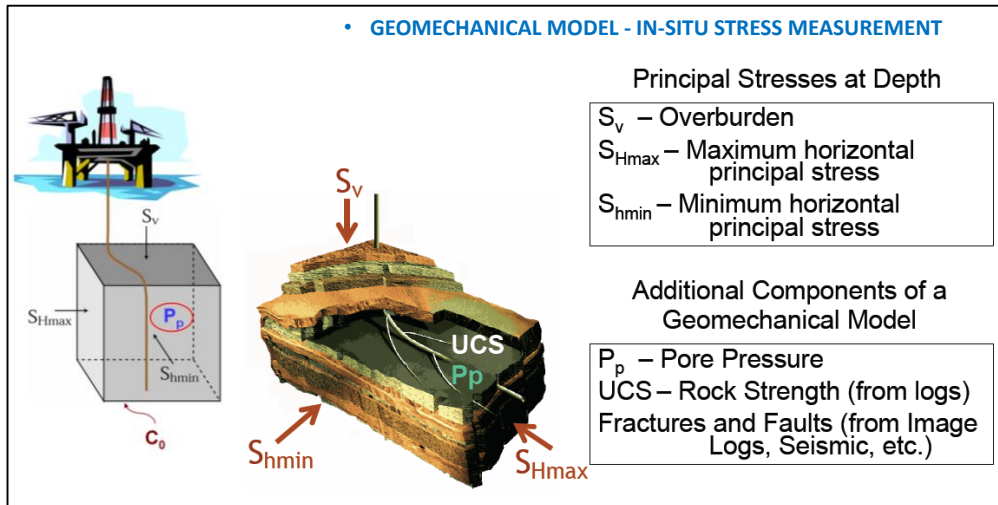
Gambar III-26. Contoh alur pembuatan *lithofacies* di Formasi Barnett Amerika Serikat.

III.2.3. Teori Geomekanika untuk *Fracking* Reservoir MNK

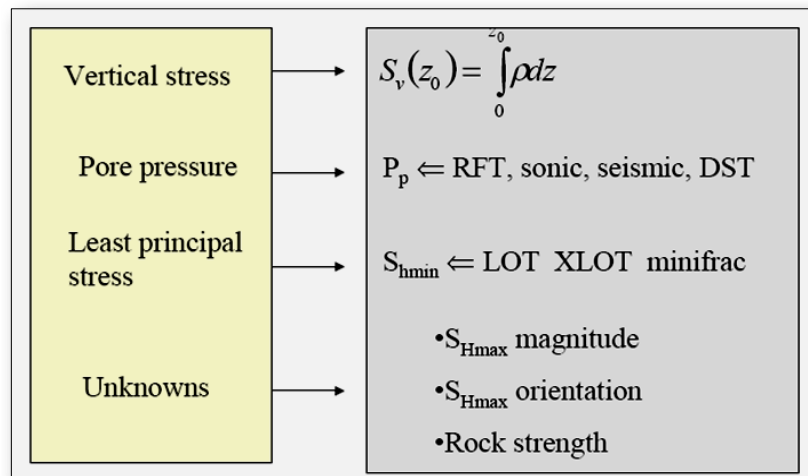
Berbagai studi litologi, geofisika dan geokimia sudah banyak dilakukan di Indonesia sejak 2011. Salah satu analisis paling penting adalah geomekanik karena sangat menentukan keberhasilan *fracturing* dan produksi migas MNK. Pada saat ini belum banyak data geomekanik yang dianalisis sehingga masih perlu dilakukan analisis lebih banyak guna mengetahui data *stress* bawah permukaan saat ini untuk pemboran MFSHW.

Perekahan hidrolik dapat meningkatkan produksi dengan cara membuat rekahan baru sehingga permeabilitas batuan meningkat. *Fluida* diinjeksikan ke dalam sumur hingga mencapai tekanan yang memungkinkan batuan pecah. Ketika batuan pecah maka akan terbentuk jalur-jalur rekahan baru. Rekahan yang terbentuk disangga dan tekanannya dijaga agar rekahan tetap terbuka.

Interpretasi kelakuan *fracturing* pada batuan sebagian besar dilakukan hanya berdasarkan pertimbangan teoritis, sedangkan sebagian kecil lainnya telah melakukan verifikasi di laboratorium. Oleh karena itu, masih perlu dilakukan penelitian investigasi laboratorium yang lebih mendalam mengenai hubungan antara *rock stress* dan tekanan *hydraulic fracturing*, serta pengaruhnya terhadap perkembangan *fracture* pada batuan, khususnya batuan reservoir *shale* yang pada umumnya berpermeabilitas rendah dan komposisi mineralnya sangat kompleks. Penelitian ini dianggap sangat penting karena sifat/ karakteristik batuan *shale* di Indonesia yang diperkirakan sangat berbeda dengan yang ada di Amerika Serikat. (**Gambar III-27**) adalah ilustrasi model geomekanik untuk tujuan pengukuran *in-situ stress* pada sebuah batuan *shale*. Parameter seperti S_v , S_{Hmax} dan S_{Hmin} tidak diketahui nilainya, sedangkan beberapa parameter dapat dihitung secara langsung dari beberapa parameter/data yang lainnya (**Gambar III-28**). Sedangkan pada (**Gambar III-29**) adalah metode untuk menentukan S_{Hmax} dari *wellbore failure*.



Gambar III-27. Ilustrasi model geomekanik untuk tujuan pengukuran *in-situ stress* pada unit batuan shale.



Gambar III-28. Jenis-jenis parameter geomekanika.

Breakouts and Tensile Cracks

Wellbore Failure Analysis in a Vertical Well

Wellbore Breakouts

$$\sigma_{\theta\theta} = S_{hmin} + S_{Hmax} - 2(S_{Hmax} - S_{hmin})\cos 2\theta_b - 2P_p - \Delta P - \sigma^{\Delta T} = C_{eff}$$

$$S_{Hmax} = \frac{(C_{eff} + 2P_p + \Delta P + \sigma^{\Delta T}) - S_{hmin}(1 + 2\cos 2\theta_b)}{1 - 2\cos 2\theta_b}$$

Tensile Cracking

$$T_o = \sigma_{\theta\theta}^{min} = 3S_{hmin} - S_{Hmax} - 2P_p - \Delta P - \sigma^{\Delta T}$$

$$S_{Hmax} = 3S_{hmin} - 2P_p - \Delta P - T_o - \sigma^{\Delta T}$$

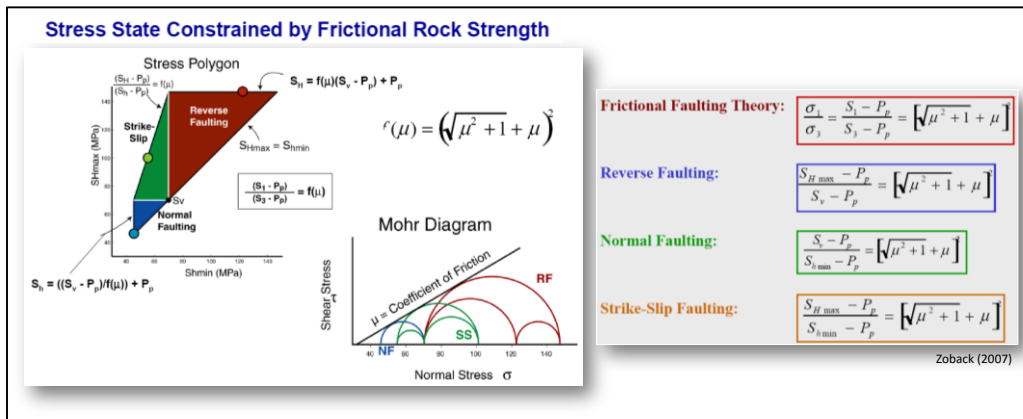
$$T_o \approx 0$$

• If wellbore image is not present; Geomechanical model can be estimated using various approach

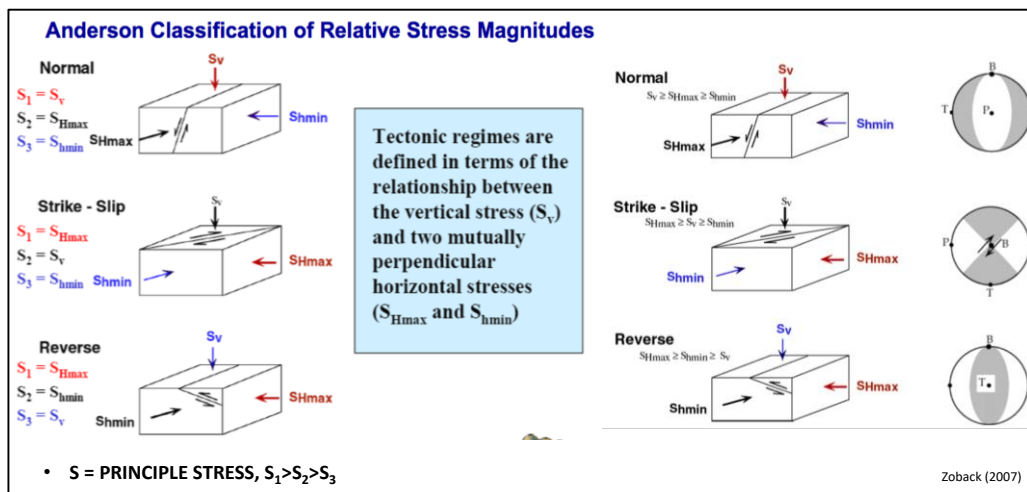
Gambar III-29. Metode untuk menentukan S_{Hmax} dari *wellbore failure*.

Secara teoritis, *fracture model (tensile fracture)* akan selalu terbuka searah dengan nilai *stress minimum*. Informasi tentang arah *stress minimum* di daerah penelitian akan membantu untuk memperkirakan arah terbukanya *fracture* tersebut. Tekanan minimum yang menyebabkan batuan pecah (*breakdown pressure*) sangat dipengaruhi oleh karakteristik mekanik batuan dan tekanan *in-situ (In-situ stress)*.

Untuk memahami secara komprehensif tentang *fracture*, diperlukan informasi mengenai *present stress state* di lokasi penelitian. Pemahaman akan *stress state* (hasil dari kejadian-kejadian tektonik yang terjadi di area penelitian) pada suatu batuan akan membantu memprediksi potensi arah *fracture* yang terbentuk. (**Gambar III-30**) adalah *stress state* yang dibatasi oleh *frictional rock strength*, sedangkan (**Gambar III-31**) adalah pembahasan *geomechanics stress regime* oleh Anderson (1951).

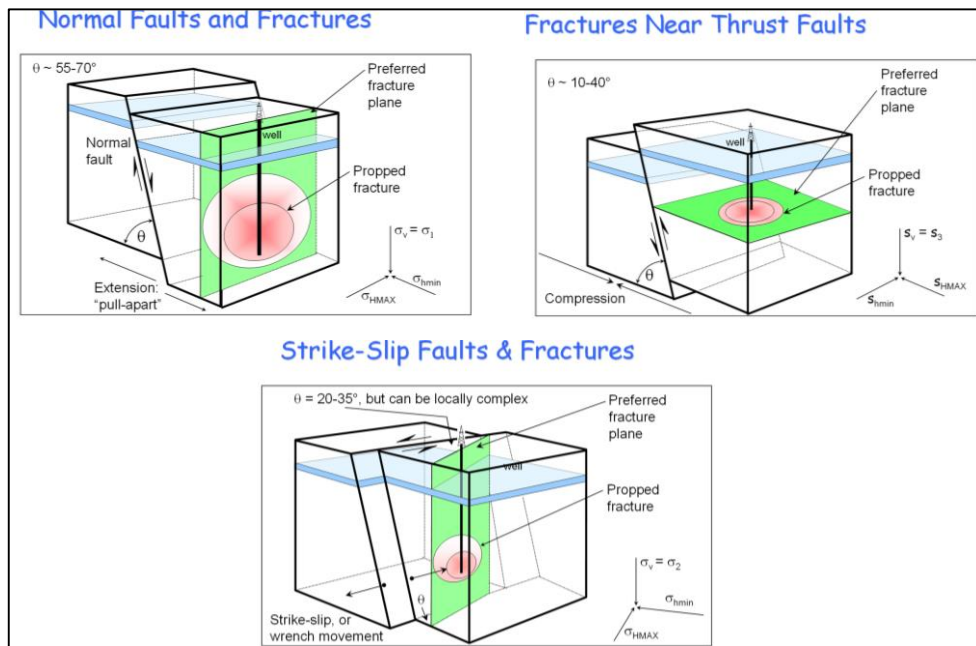


Gambar III-30. *Stress state* yang dibatasi oleh *frictional rock strength*.

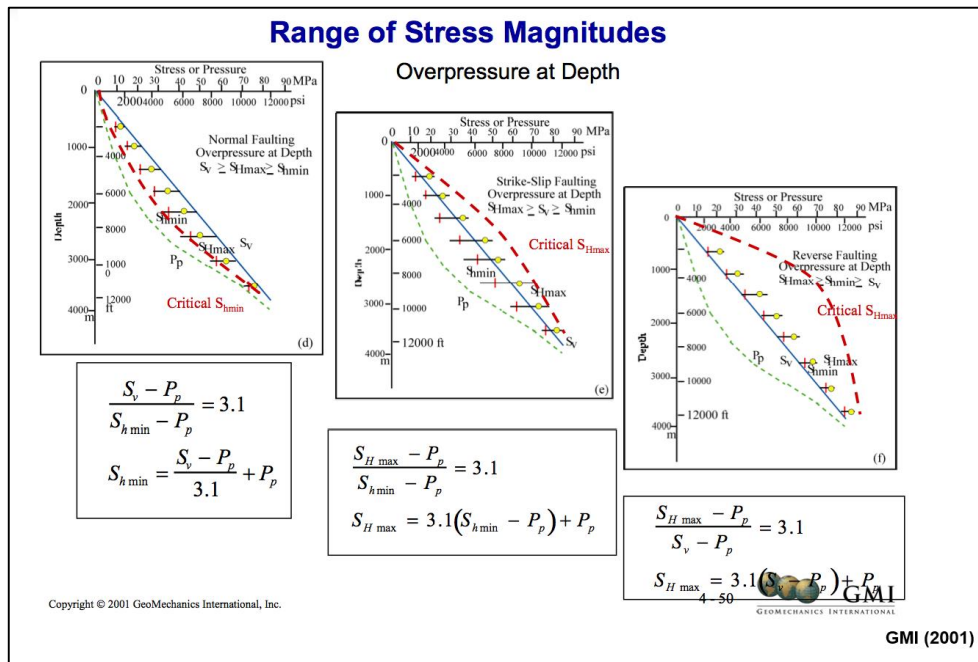


Gambar III-31. Pembahasan *geomechanics stress regime* oleh Anderson (1951).

Hubungan antara analisis geomekanik dengan *fracking operation* adalah *Hydraulic fracturing* (HF) menentukan arah *stress* dan S_{hmin} . Proses ini akan membentuk titik kompresi minimum di sekitar *wellbore*. Oleh karena itu, arah HF sekitar *wellbore* akan menunjukkan arah *maximum horizontal stress*. HF akan merambat tegak lurus terhadap *least principal stress* agar *fracture* menyebar menjauh dari sumur HF *drilling* yang optimum paralel dengan S_{hmin} . (**Gambar III-32**) merupakan tipe *fracture* yang terbentuk di beberapa jenis sesar. *Fracture plane* sering kali berubah terhadap kedalaman. Sedangkan pada (**Gambar III-33**) adalah pendekatan perhitungan *in-situ stress* dengan memanfaatkan data tekanan bawah permukaan. *shale gas play* di Amerika mempunyai *pressure gradient* (psi/ ft) bervariasi di sekitar 0,29 - 0,9 (dominan di angka sekitar 0,5 - 0,7).



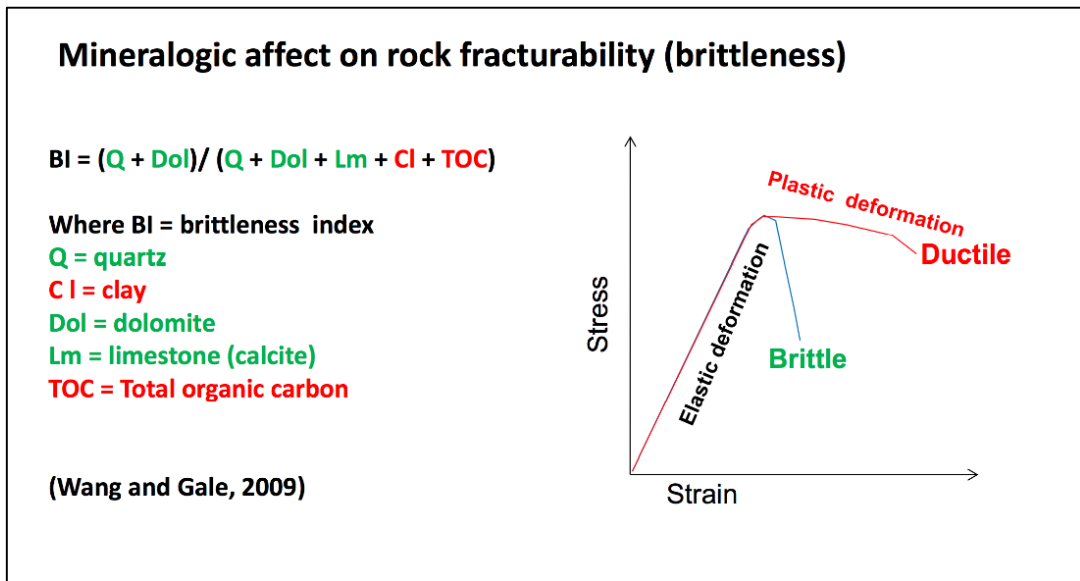
Gambar III-32. Tipe *fracture* yang terbentuk di beberapa jenis sesar.



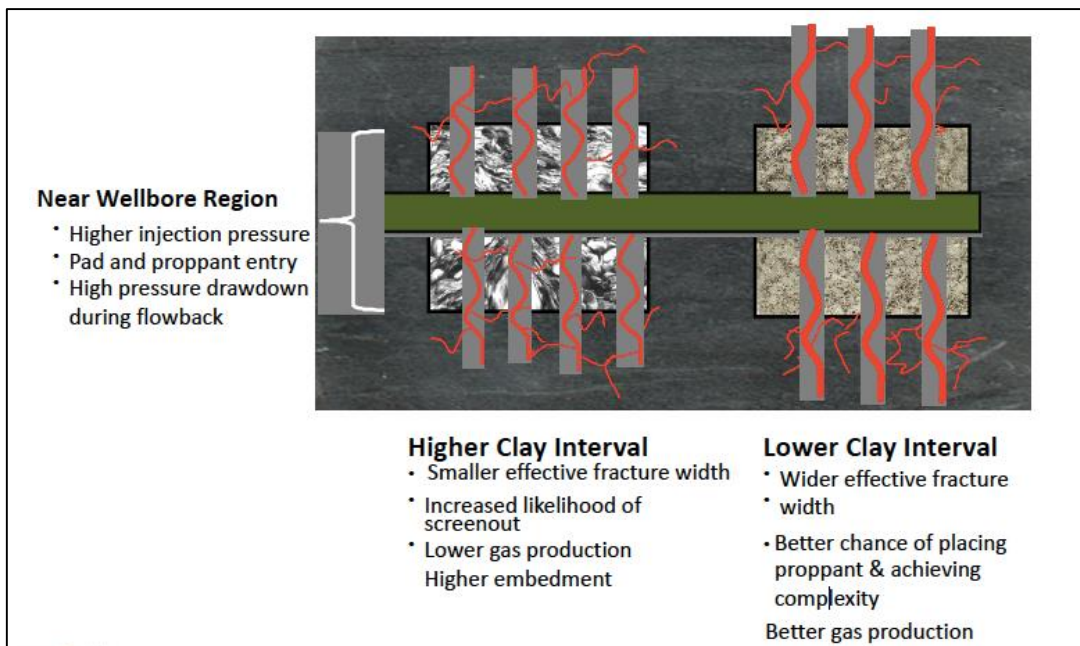
Gambar III-33. Perhitungan *in situ* stress dengan memanfaatkan data tekanan bawah permukaan (GMI, 2001).

Berhubungan dengan produksi migas dari reservoir shale HC, maka beberapa parameter penting lain yang perlu diketahui adalah *brittleness*, *closure pressure* (T_o), *proppant size* dan *natural fractures* (damage zone). *Stiffness* dan/ atau modulus Young, E : Parameter geomekanis utama yang akan mempengaruhi luas rekahan hidrolik dari serpih, A ($A = \text{lebar} \times \text{panjang}$), sedangkan tinggi rekahan, H , diasumsikan konstan dan sama dengan tinggi interval; dimana p_f adalah tekanan rekahan, ν adalah rasio Poisson, dan s tegangan *in-situ*.

Nilai *brittleness* dipengaruhi oleh komposisi mineral. Menurut Wang and Gale (2009), *brittleness* Index (BI) dihitung dengan rumus seperti yang ada pada (**Gambar III-34**). Berdasarkan perhitungan rumus tersebut shale di Indonesia bagian barat mempunyai BI di sekitar 0,4 – 0,6%. Semakin besar BI suatu batuan, semakin memudahkan proses *hydraulic fracturing*. Besarnya kandungan *clay* mempengaruhi kompleksitas proses *hydraulic fracturing* dan produksi gas (**Gambar III-35**).



Gambar III-34. Perhitungan *Brittleness Index* (BI).



Gambar III-35. Kandungan *clay* mempengaruhi kompleksitas proses HF dan produksi gas.

Penelitian geomekanik di Indonesia masih pada tahapan awal sekali, sebagian besar penelitian menggunakan contoh batuan yang diperoleh di permukaan, masih sedikit menggunakan data batuan bawah permukaan. Keberhasilan metode *hydraulic fracturing* pada *shale* masih perlu diteliti dan dibuktikan. Untuk melakukan *hydraulic fracturing* yang cocok, perlu memprediksi

profile stress di sepanjang sumur, dengan tujuan untuk mengkarakterisasi properti mekanik *shale* yang kaya material organik dan untuk memperoleh metode prediksi *stress* yang paling cocok untuk kasus *setting* tektonik dengan konvergen yang aktif seperti di Indonesia ini.

Kesimpulan dari bahasan geomekanik di Indonesia saat ini antara lain:

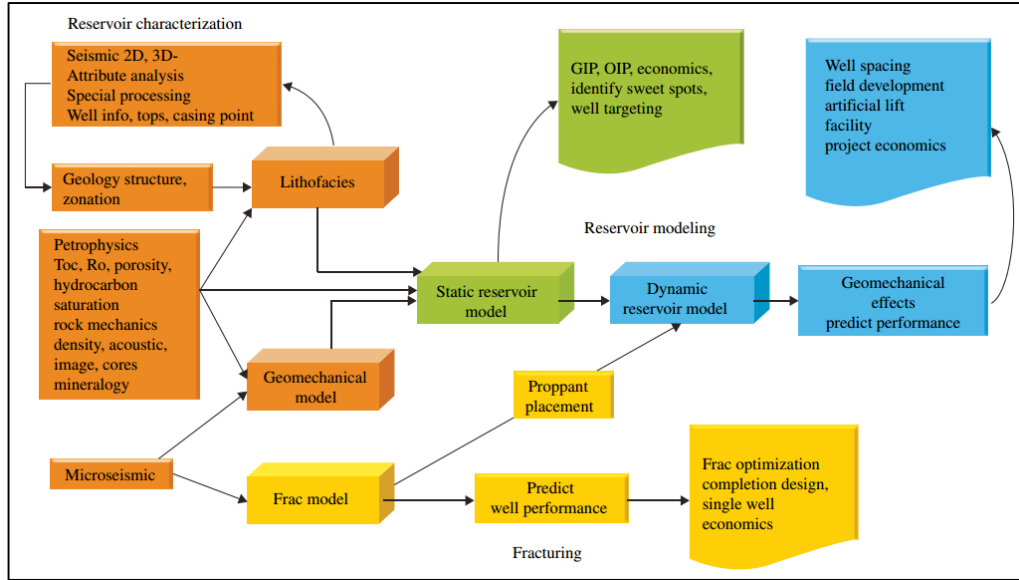
- Geomekanik adalah parameter penting dalam produksi migas dari reservoir *shale HC*
- Indeks kegetasan (*brittleness Index*) hanya berguna sebagai *relative strength and fracturability*.
- Kekuatan dan perilaku batuan perlu untuk diketahui dengan percobaan laboratorium.
- Perlu dibangun *regional stress map* yang merupakan gabungan seluruh data *stress*.
- Di Indonesia bagian barat memiliki potensi shale gas namun memiliki karakteristik kekuatan batuan yang beraneka ragam.
- Data *shale* Formasi Baong dari Sumur Meulucut-001 tidak cukup untuk dibandingkan dengan *shale* yang berada di Amerika.

III.2.4. Engineering Workflow MNK

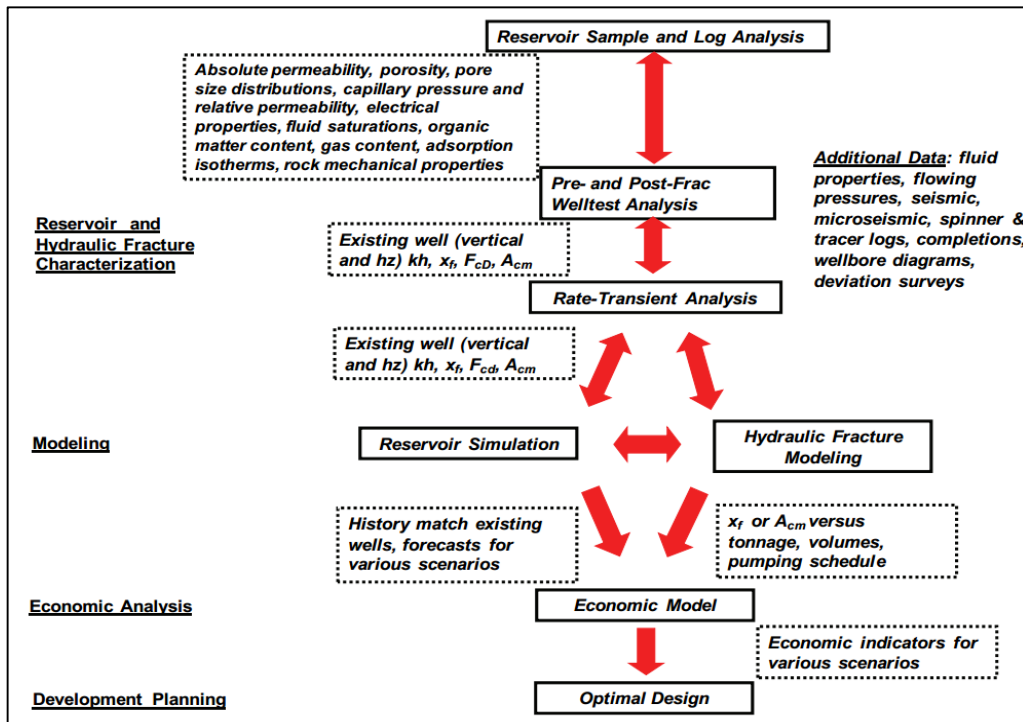
Pada saat ini peranan *reservoir engineering* pada satu *life cycle workflow* (**Gambar III-36**) untuk *shale HC* di Indonesia belum terlalu jauh, karena peranan *reservoir engineering* baru pada tahap setelah *appraisal* yang sampai saat ini belum dilakukan *multi stages fracturing horizontal well*. *Fracturing* secara paralel dilakukan di awal sebagai support kepada *dynamic model* untuk *forecast* produksi, dan mengitung keekonomian.

Workflow reservoir secara umum dilakukan dilakukan *pre* dan *post frac welltest analysis* untuk mengestimasi panjang sumur horizontal dan rekahan. Pada saat data produksi telah berjalan dapat dilakukan forecasting dan melalui reservoir simulation dapat dibuat *hydraulic fracturing model* yang lebih baik lagi. Kemudian dapat dilakukan *history matching*, *economic model* dan pembuatan desain yang optimal (**Gambar III-37**).

Data kunci untuk analisis *reservoir shale HC* berdasarkan Clarckson *et. al* tahun 2011 cukup banyak seperti pada (Tabel III-9). Sedangkan untuk mendapatkan data *hydraulic fracturing* memerlukan sumber data seperti pada (Tabel III-10).



Gambar III-36. Shale engineering life cycle workflow (Baker Huges, 2020).



Gambar III-37. Workflow yang digunakan untuk optimasi pengembangan lapangan shale HC (Clackson *et. al.*, 2011).

Tabel III-9. Data minimal yang dibutuhkan pada analisis *reservoir HC* (Clarkson *et. al.* tahun 2011).

<i>Reservoir Property</i>	<i>Data Source</i>
Porosity	Helium gas expansion, mercury injection capillary pressure (MICP), nuclear magnetic resonance (NMR), log analysis (calibrated to core)
Permeability	Core Analysis: Steady-state and unsteady state (pressure- and pulse-decay), MICP Well-test Analysis: (pre- and post-fracture) Injection/falloff (IFOT), diagnostic fracture injection test (DFIT), post-fracture flow and buildup (FBU) Production Analysis: Rate-transient analysis (RTA), simulation history-matching
Pore Pressure	IFOT, “dip-in”, perforation inflow diagnostic (PID), perforation inflow test analysis (PITA), various openhole tests
Water saturation	Core extraction (Dean Stark, Retort), capillary pressure, log analysis (using lab-based electrical property measurements)
Free and sorbed gas	Desorption canister testing & adsorption isotherms, calibrated log analysis
Total Organic Carbon	Leco TOC & RockEval (calculated)
Thermal Maturity	Vitrinite reflectance (Ro), RockEval (calc)
Rock composition	X-Ray Diffraction (XRD), Fourier-Transform Infrared (FTIR) visual point count (for optically-resolvable grains), EDAS (SEM), electron microprobe
Rock mechanical properties	Core measurements, log-derived (dipole sonic, (DSI))
Fracture and closure stress	Mini-frac tests, DFIT, log-based (DSI) calibrated to core
Fluid properties	Mud log, produced gas and water analysis (PVT properties)
Temperature	Openhole logs, “dip-in” pressure/temperature, production logs

Tabel III-10. Data yang dibutuhkan untuk mengetahui *Hydraulic Fracture Properties* (Clarkson *et. al.* tahun 2011)

<i>Hydraulic Fracture Properties</i>	<i>Data Source</i>
Propp'd hydraulic fracture length and conductivity (static)	Post-fracture net-pressure analysis (hydraulic fracture modeling), post-fracture flow and buildup
Propp'd hydraulic fracture length and conductivity (flowing)	Rate-transient analysis
Created hydraulic fracture length, height and geometry (complexity)	Microseismic, tiltmeter survey, 4D seismic

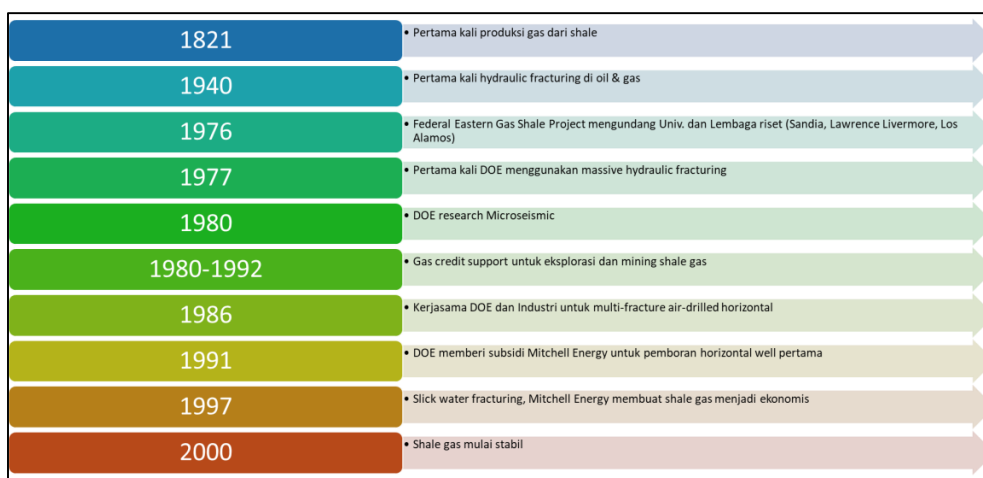
III.3. Lesson Learn Pengusahaan MNK di Amerika Serikat

III.3.1. Perbandingan Sejarah Eksplorasi MNK di Amerika Serikat dan Indonesia

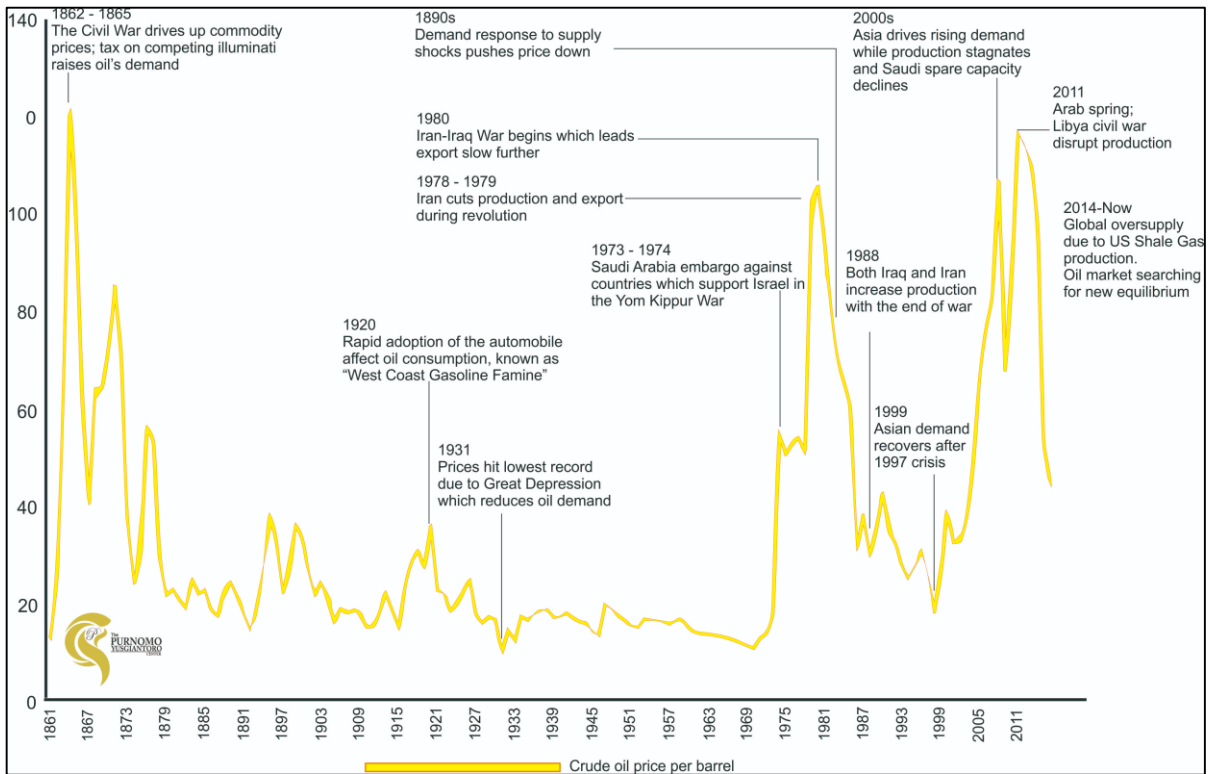
Amerika Serikat telah memulai pengusahaan produksi migas dari reservoir *shale* sejak tahun 1821. Tonggak sejarah paling penting dalam kegiatan *shale HC* di Amerika Serikat pada tahun 1976. Pada saat itu Amerika Serikat membentuk *Federal Eastern Gas Shale Project* dengan mengundang Universitas dan Lembaga Litbang untuk merumuskan penelitian mengenai *shale HC* skala nasional. Berbagai upaya dilakukan oleh Amerika Serikat dengan waktu yang sangat panjang dan *shale gas* di Indonesia baru stabil pada tahun 2000 (**Gambar III-38**).

Harga minyak dunia juga mempengaruhi pengusahaan *shale HC* di Amerika Serikat. Berbagai fase naik dan turunnya harga minyak dunia tidak menyebabkan Amerika Serikat berhenti dalam riset *shale HC* sehingga pada saat tahun 2000 *shale gas* Amerika telah stabil, justru harga minyak dunia akhirnya terpengaruh oleh melimpahnya produksi migas dari *shale reservoir* ini (**Gambar III-39**).

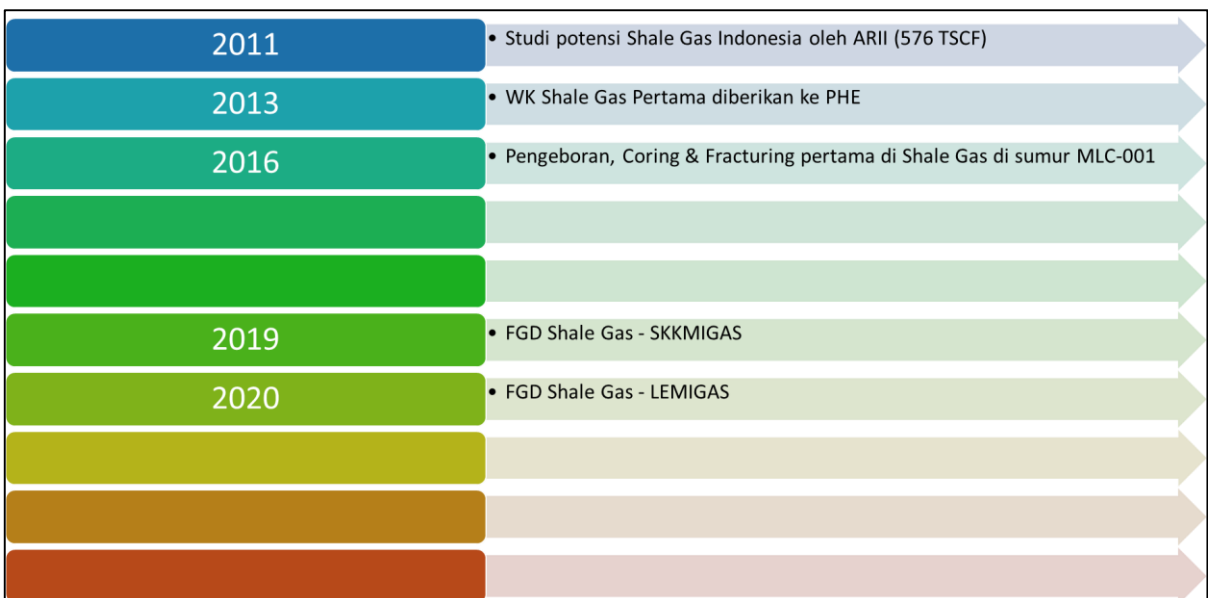
Sejarah pengusahaan *shale HC* di Indonesia jika dibandingkan dengan Amerika Serikat sangat baru. Studi mengenai *shale HC* baru dilaksanakan sejak tahun 2011 dan sampai sekarang beberapa studi yang telah dilakukan belum sampai pada tahap pemboran horizontal dan *multi stages fracturing*. Oleh karena itu pelaksanaan dari pilot project MSFHW sangat ditunggu oleh industri migas Indonesia sebagai pembuktian cadangan migas dari reservoir *shale HC* (**Gambar III-40**).



Gambar III-38. Ringkasan sejarah pengusahaan *shale HC* di Amerika Serikat sejak tahun 1821 dan baru sejak tahun 2000 shale gas di Amerika Serikat mulai stabil.



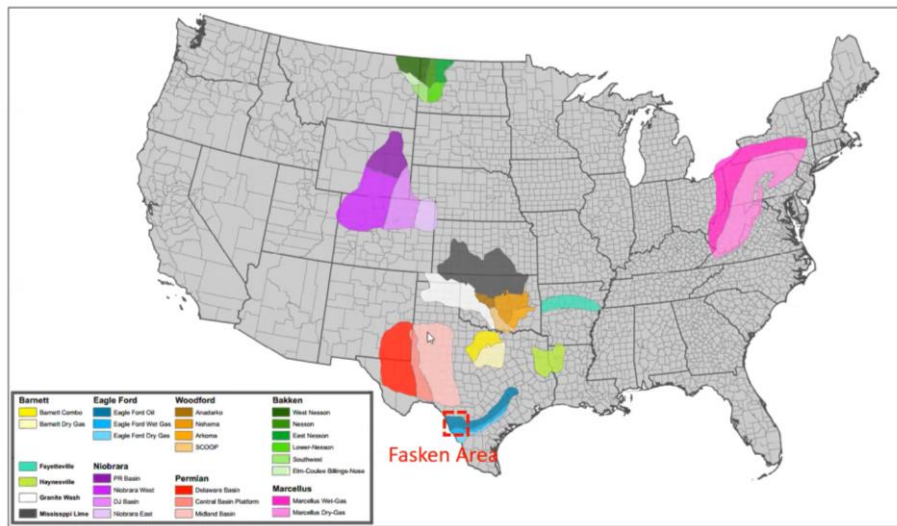
Gambar III-39. Kurva fluktuasi harga minyak dunia sejak tahun 1861 hingga 2014. Peristiwa-peristiwa penting seperti perang dan kebutuhan energi dunia oleh industri serta produksi *shale gas* Amerika Serikat.



Gambar III-40. Ringkasan sejarah pengusahaan *shale HC* di Indonesia.

III.3.2. Kondisi Geologi Lapangan Fasken Amerika Serikat

Formasi-formasi batuan *shale* penghasil hidrokarbon menempati sembilan Wilayah Kerja *Unconventional* di Amerika Serikat. Formasi *shale* yang berumur Permian (berwarna merah) merupakan penghasil utama migas di Amerika Serikat (**Gambar III-41**), sedangkan Formasi Eagle Ford berwarna biru terletak di area Fasken, Texas terletak di bagian selatan Amerika berbatasan dengan Gulf of Mexico. Lapangan Fasken terletak di Webb County, Texas Selatan USA. Operator Lapangan Fasken adalah SilverBow Resources (64%) dan PGN Saka Energi (36%). Luas dari Lapangan Fasken sebesar 8300 *acres* dengan kontrak berakhir pada saat produksi berakhir.



Gambar III-41. Peta Wilayah Kerja *Unconventional Shale HC* di Amerika Serikat. Lapangan Fasken terletak di Negara Bagian Texas berbatasan dengan *Gulf of Mexico*.

Evolusi Tektonik Amerika Utara berawal pada Awal Trias Amerika Utara masih dalam bagian Benua Pangea. Posisi Texas pada bagian tengah berbatasan dengan Amerika Selatan pada bagian tengah ada masa air tertutup yang memicu terbentuknya *shoal sediment*. Pada Yura Tengah terjadi *rifting* bagian timur Amerika yang menerus ke bagian wilayah selatan (Gulf of Mexico) sehingga terjadi genang laut di Amerika Utara bagian Selatan. Kemudian pada Kapur Akhir terjadi *influx* muka air laut di bagian barat *foreland* Benua Amerika sehingga menyebabkan kondisi genang laut hingga ke Texas. *Rifting* terus berlanjut hingga pada Kapur Akhir

sehingga bagian selatan Texas mengalami genang laut dan menghasilkan Formasi Eagle Ford. Pada masa Paleogen hingga sekarang Benua Amerika bagian timur terus bergerak dan diikuti dengan penurunan muka laut hingga menjadi daratan hingga sekarang.

Konfigurasi Cekungan dan tinggian di wilayah pantai selatan Amerika merupakan bagian *Gulf Coast Basin*. Pada bagian timur dibatasi oleh *San Marcos Arch* pada bagian barat dibatasi oleh tinggian yang berada di negara Mexico sementara bagian selatan adalah *gulf Mexico*. *Structure style* yang berkembang didominasi oleh *gravity tectonic* akibat *extentional tectonic regime*. Menurut Rangine (2008) struktur geologi yang berkembang terdiri atas beberapa struktur domain. Lapangan Fasken sendiri berada pada struktur *gently dipping to the south*. Pola struktur Formasi *Lower Eagle Ford* menunjukkan *extentional* dengan orientasi NE-SW. Dengan mengetahui *structure style* dan *tectonic regime* akan berkaitan dengan pemilihan arah orientasi *wellbor stability*. Di Lapangan Fasken sendiri pemilihan arah *wellbor parallel* dengan *minimum horizontal stress*.

Kerangka stratigrafi Mesozoikum pada Cekungan *Gulf Coast* Amerika Serikat menunjukkan bahwa Lapangan Fasken mengalami evolusi tektonik dari cekungan yang berada pada *interior continent* menjadi cekungan *passive margin*. Pola-pola sedimen yang terdapat pada stratigrafi Mesozoikum ini merupakan hasil kenaikan dan penurunan muka air laut dan pergerakan lempeng. Fisiografi dan suplai sedimen juga dipengaruhi oleh evolusi tektonik. Sedimen-sedimen yang berkembang didominasi oleh sedimen silisiklastik yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal.

Unit stratigrafi Formasi Eagle Ford sebagai Reservoir *Shale HC* di Lapangan Fasken dibagi menjadi dua anggota. Pertama adalah *Lower Eagle Ford* dan kedua adalah *Upper Eagle Ford*. Pembagi antara member *Lower* dan *Upper Eagle Ford* adalah *marker low resistivity* berupa *argiliceous marl*. Pengendapan Member Eagle Ford sangat dipengaruhi oleh topografi, berkaitan dengan hal tersebut *Lower Eagle Ford* memiliki kandungan karbon organik lebih tinggi daripada *Upper Eagle Ford*.

III.3.3. Karakteristik Reservoir *Shale HC* Formasi Eagle Ford Amerika Serikat

Karakteristik *core* dan *log shale* Formasi Eagle Ford. Pada *Upper* Eagle Ford memiliki karakteristik warna lebih terang dengan litologi penyusun berupa *wackestone*, *packstone* dan *laminated marl* serta masih dapat terlihat keberadaan dari fosil foraminifera. Sedangkan pada *Lower* Eagle Ford memiliki karakteristik warna lebih gelap, kaya akan material organik dan *calcareous marl* tampak lebih dominan ke arah atas dengan fragmen foraminifera dan moluska. Karakteristik *log GR* untuk *Lower Eagle Ford* memiliki nilai 40 sampai 80 API sedangkan untuk *Upper Eagle Ford* memiliki nilai 20 sampai 60 API. Berdasarkan *log resistivity* memiliki nilai rendah, sedangkan nilai *neutron-porosity* memiliki nilai tinggi sebagai akibat jumlah *organic content* yang cukup tinggi.

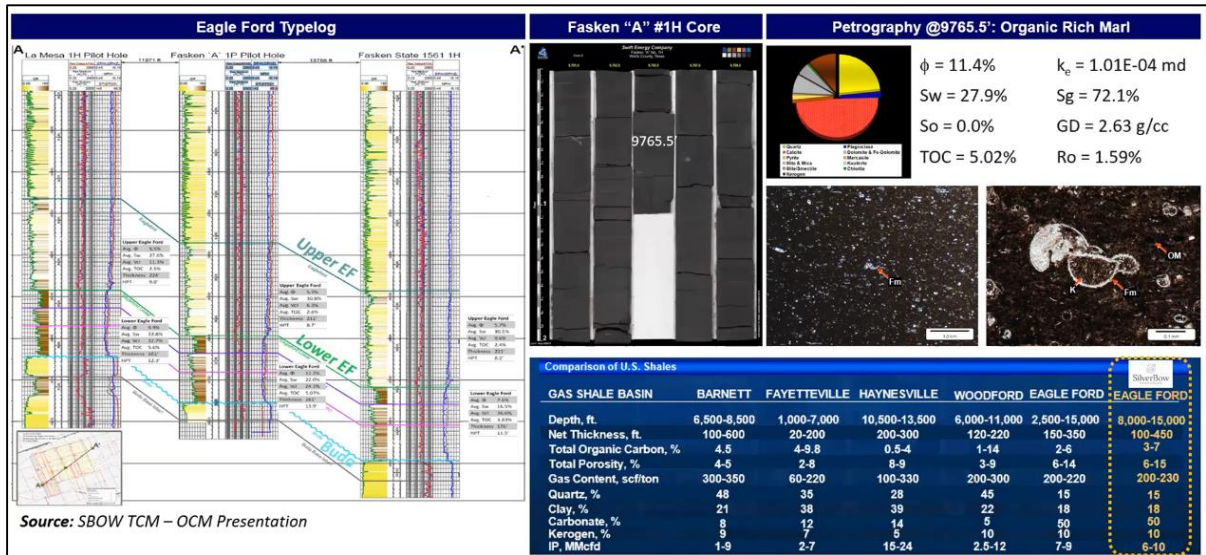
Komposisi Mineral *shale* Formasi Eagle Ford menunjukkan bahwa mineral kalsit cukup dominan. Sedangkan persentase kerogen di *Lower Eagle Ford* cukup tinggi dan hal ini terkait dengan nilai *effective prosity* dan *permeability* akibat dari konversi kerogen yang berubah menjadi hidrokarbon.

Petrografi dari *shale Lower Eagle Ford* menunjukkan *laminated organic rich marl* cukup massif, foraminifera planktonic melimpah, sebagian besar dari cangkang foraminifera diisi oleh semen kalsit, porositas sebesar 11,64% dengan TOC sebesar 4,9wt.%. Sedangkan pada *Upper Eagle Ford* menunjukkan laminasi tipis foraminiferal limestone, sebagian besar cangkang foraminifera diisi oleh semen *sparry calcite*, terdapat fragmen moluska, *organic matter flakes* (OM) dan terdapat *pyrite framboids* (Py), nilai porositas sebesar 5,12% dan TOC sebesar 1,25wt.%. Secara umum kegetasan dari *Lower Eagle Ford* lebih *ductile* daripada *Upper Eagle Ford*.

Shale property antara *shale* Belumai dan Baong di Cekungan Sumatra Utara memiliki karakteristik yang lebih mirip dengan *shale* di Haynesville sedangkan Formasi Bampo lebih mirip dengan *shale* dari Lower Marcellus dan Bakken. Sedangkan karakteristik *shale* dari Formasi Eagle Ford berbeda dengan ketiga Formasi (Bampo, Belumai dan Baong). Formasi Eagle Ford masuk ke dalam rezim *dry gas* dan sudah tidak lagi mengalami ekspulsi.

Dalam pengembangan *shale HC* di Lapangan Fasken, Formasi *Lower Eagle Ford* lebih dahulu diproduksi daripada *Upper Eagle Ford*. Hal ini dikarenakan

Lower Eagle Ford memiliki nilai TOC lebih tinggi daripada Upper Eagle Ford. Nilai permeabilitas dari kedua anggota formasi sangat kecil yaitu rata-rata hanya 75 *Nannodarcy*. Berdasarkan data kedalaman dibandingkan dengan lapangan lain Lapangan Fasken memiliki kedalaman paling dalam yaitu 8000'-15000' (**Gambar III-42**).



Gambar III-42. Permeabilitas dari Formasi Eagle Ford sangat kecil yaitu hanya 75 *Nanodarcy*. Kedalaman dari *shale* di Lapangan Fasken adalah yang terdalam yaitu 8000'-15000' dibandingkan dengan lapangan-lapangan *shale HC* lain di Amerika Serikat.

Perhitungan total *gas initial inplace* shale HC terdiri atas perhitungan *free gas* dan *adsorb gas*. Pada gas *adsorb* diperhitungkan faktor *gas content* besar dari produksi gas pada reservoir *shale HC* berbeda dengan produksi pada reservoir konvensional. Pada reservoir konvensional besar dari gas yang dapat diproduksi merupakan perkalian dari GIIP dengan *recovery factor*, sedangkan pada reservoir *shale HC* volume gas yang diproduksi tergantung dari *type curve production*. Berdasarkan *type curve production* tersebut kumulatif produksi dari sumur berikutnya dapat diperhitungkan.

III.3.4. Operasional Pemboran MNK di Amerika Serikat

III.3.4.1. Perkembangan Metode Operasional MNK di Amerika Serikat

Pada awal operasional produksi migas dari reservoir shale HC di Amerika dimulai dengan *drilling* secara *horizontal well*. Sementara itu untuk *completion* masih mengandalkan secara natural *completion*. Pada saat itu sumur tidak didesain untuk stimulasi dan *fracturing*. Stimulasi yang dilakukan masih belum efektif baru memanfaatkan *open hole* (*minimal stimulated penetration*) dan metode perforasinya menggunakan metode *stac & frac*.

Metode *stac and frac* ini dilakukan pada satu sumur di satu *pad*. Selanjutnya dilakukan perforasi, *fracking*, *running wireline* untuk *set plug* (untuk mengisolasi satu zona dengan zona lain) kemudian dilakukan pengulangan hingga 30 *stages*. Pada sumur dengan panjang lateral hingga 10.000' memakan waktu lama dan tidak efisien dari segi biaya karena banyak waktu *idle* sedangkan biaya sewa operasional terus berjalan.

Pada saat itu *lateral length* sumur horizontal bervariasi sampai dengan 3000' *open hole*. Kemudian dilakukan perforasi *stac & frac cemented* 3000' dan selanjutnya dipanjangkan sampai dengan 4000' - 8000' secara *open hole*. Kesulitan sumur secara *open hole* adalah arah hasil *fracking* tidak dapat diprediksi sehingga stimulasi tidak efisien (**Gambar III-43**).

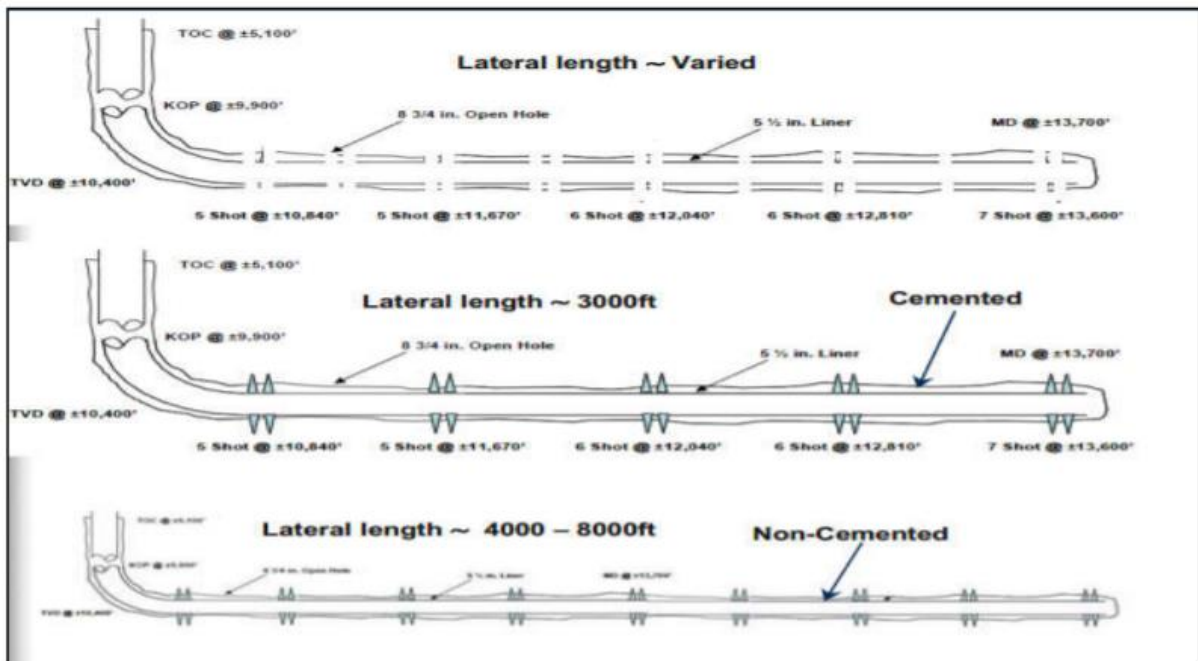
Kemudian dilakukan perubahan aktifitas *completion* dari dominan pemboran secara vertikal menjadi horizontal. Pada tahun 1991 pemboran 80% secara vertikal, 10% horizontal dan 10% *directional*. Selanjutnya berubah menerus sehingga pada tahun 2014 sebanyak 30% vertikal, 60% horizontal dan 10% *directional* (**Gambar III-44**).

Pada saat ini *unconventional completion* di Amerika Serikat sudah dikonfigurasi untuk stimulasi karena *shale HC* tidak dapat berproduksi jika tidak dilakukan *fracking*. *Multi stages stimulation* pada sumur-sumur *unconventional* sudah efektif. Pada saat ini sudah dilakukan:

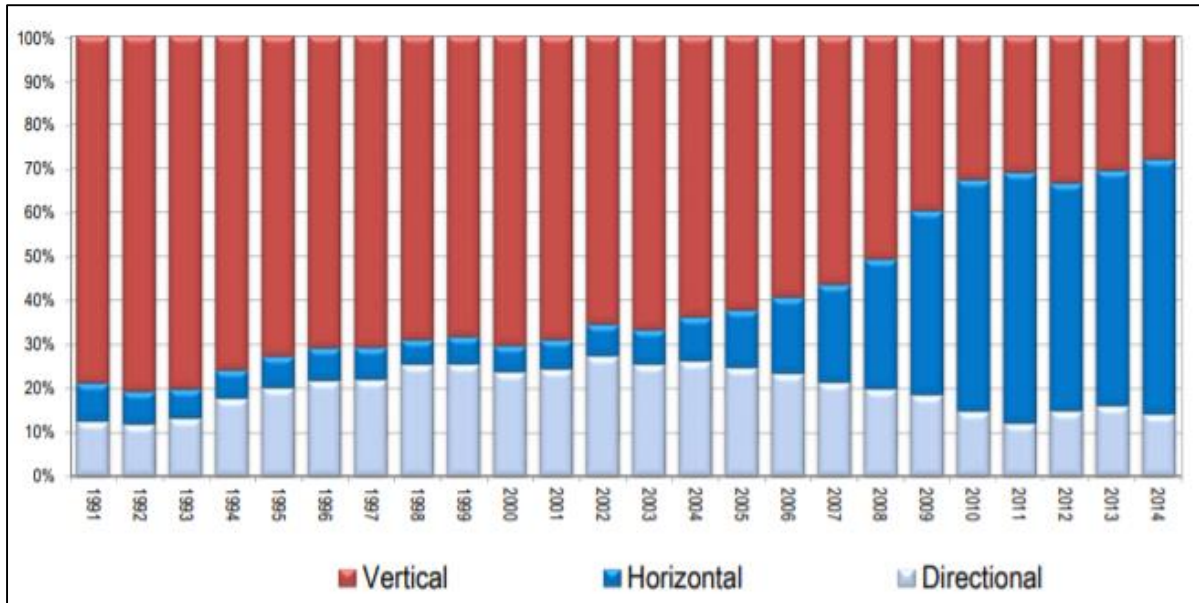
1. *Cased cemented Plug-and-Perf completion*. Contoh dilakukan pada dua sumur, kemudian masuk pada sumur pertama, *perforation gun* dimasukkan ke dalam sumur horizontal, ditembak beberapa *cluster* dalam *satu stage*, dilakukan *fracking*, pada beberapa *cluster* tidak terkena *fluid*, pasir/ *proppant* masuk dan di

set location. Kemudian dilakukan secara berulang tergantung jumlah *stage* pada zona di atasnya (Foto III-1).

2. *Zipper operation to minimize between stages waiting time*
3. *Mega pad up to 12 wells/ pad to minimize moving time*
4. *Utilization of unconventional completion (UCC) fit to purpose technology: Chemical diversion, Dissolvable plugs, Completion advisor modelling.*



Gambar III-43. Proses stimulasi sumur horizontal *unconventional* pada dekade awal operasional produksi migas dari reservoir *shale HC* di Amerika Serikat. Operasional masih belum efektif karena baru mengandalkan *natural stimulation* dan metode perforasi yang dilakukan adalah metode *stac & frac* masih yang belum efisien secara operasional (membutuhkan waktu lama) sehingga biaya operasional masih tinggi (Schlumberger, 2020).



Gambar III-44. Grafik perubahan persentasi pemboran vertikal, horizontal dan *directional* di Amerika Serikat dari tahun 1991 sampai 2014 (Schlumberger 2020).

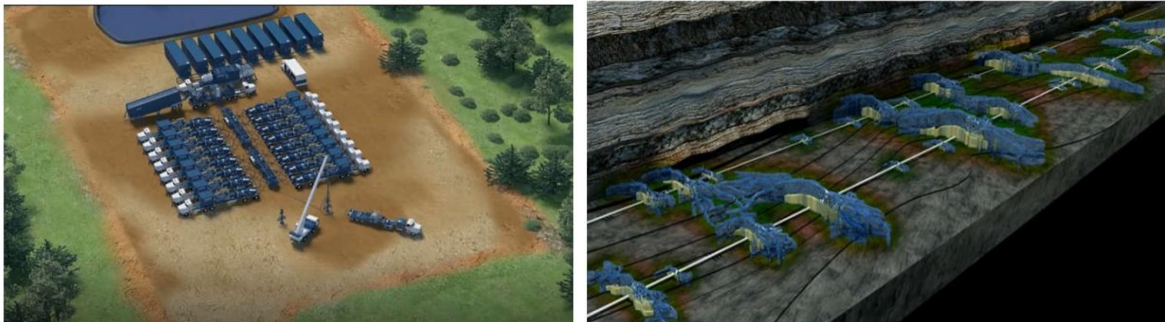
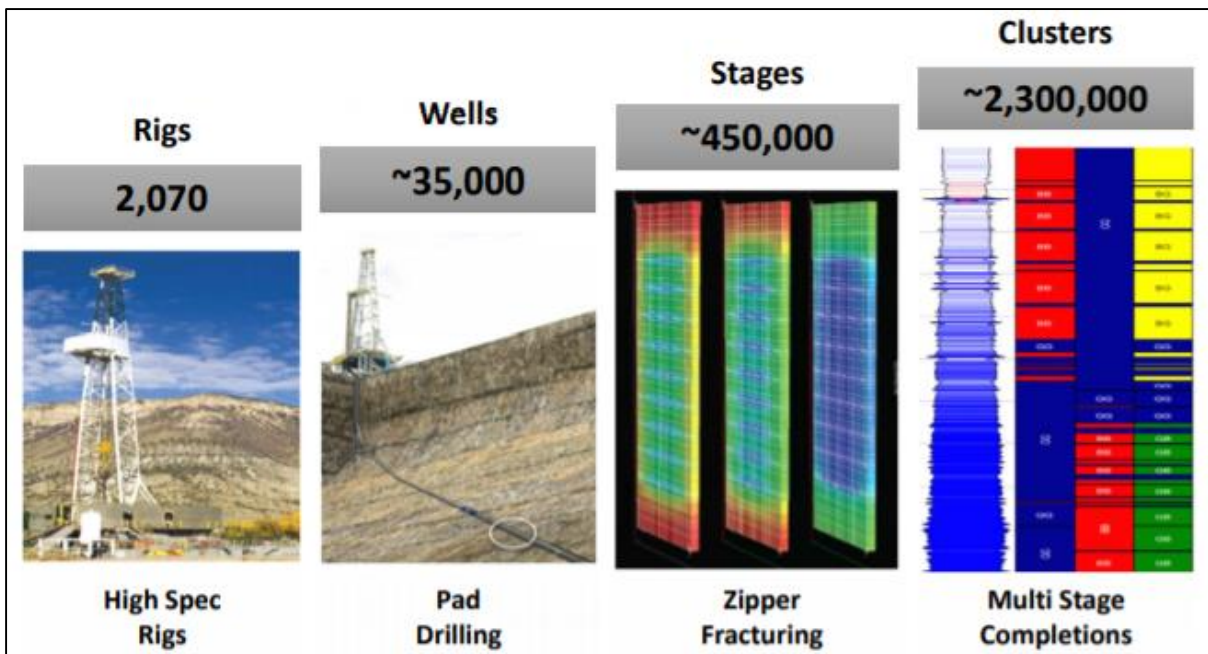


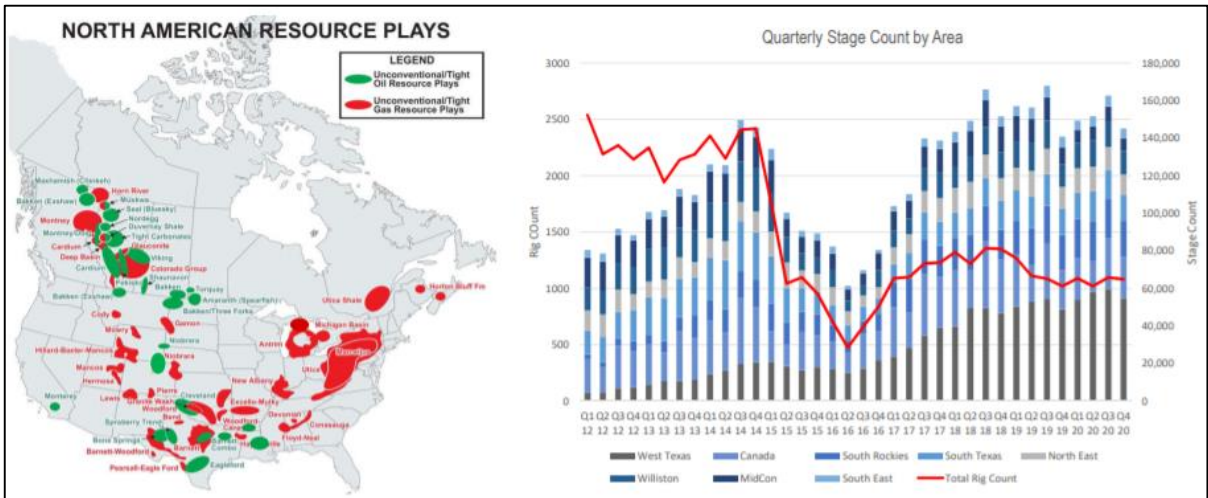
Foto III-1. *Cased cemented Plug-and-Perf completion* (Schlumberger, 2020).

Evolusi dari pengembangan cekungan dari awal pemboran hingga sekarang sangat pesat. Pada awal pengembangan jumlah sumur banyak dilakukan satu sumur pada satu *pad*. Selanjutnya jumlah sumur dari 2 - 3 sumur hingga 12 - 16 sumur pada tiap *pad*. Selanjutnya adalah *zipper fracturing* dan akhirnya per *cluster* dan *multi stages completions* yang pintar (pembagian jarak *fracking* dibagi rata), namun sebelum ke tahap tersebut sebelumnya dilakukan studi *sonic scanner*, dicari *stress* yang paling rendah dari analisis geomekanik, setelah diketahui *stress* yang rendah baru dipilih area yang akan di *fracking* sehingga jaraknya ditentukan oleh area-area terpilih berdasarkan data *stress* (**Gambar III-45**).

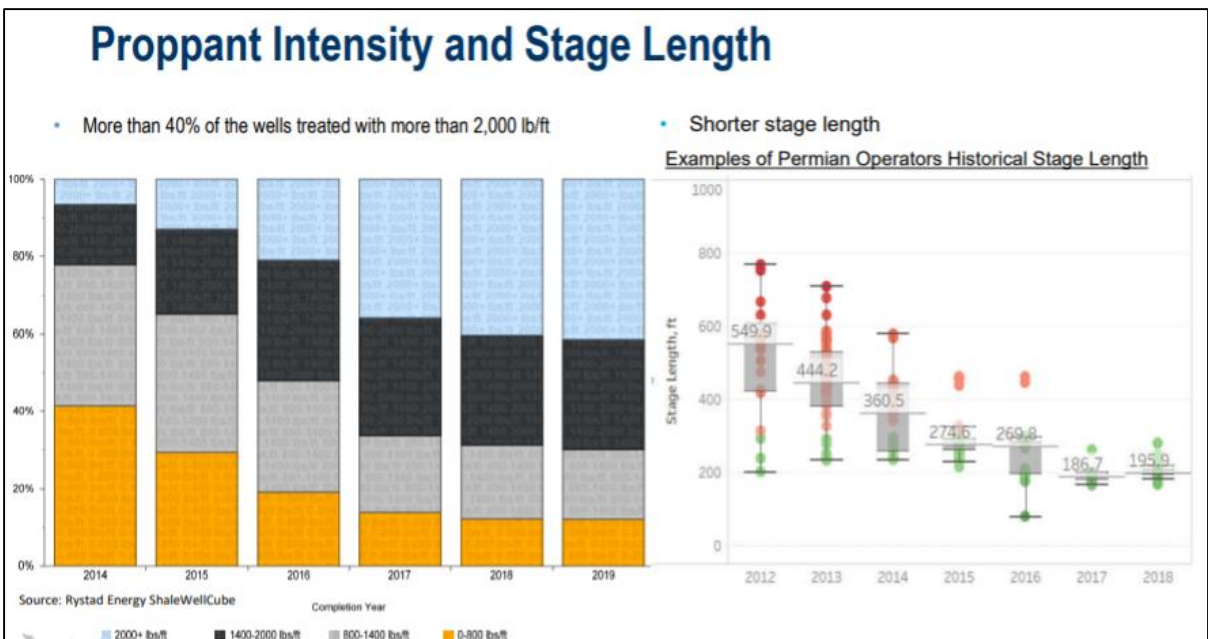
Aktifitas *shale plays* di Amerika Utara pada beberapa Basin menunjukkan sudah sangat efisien. Walaupun jumlah *rig* yang dikurangi namun jumlah *multi stages completion* dapat terus ditambah (**Gambar III-46**). Data *completion* seperti jumlah *prop* (14 juta *pound*), volume *fluid* (sampai 12 juta gallon), jumlah *stage* (rata-rata 40 *stages / well*), *perfital* (rata-rata 8000') makin massif. Data volume *proppant* yang diinjeksikan dari tahun 2014 sampai 2019 semakin massif dan *lenght* dari *stages* makin pendek untuk meningkatkan luas kontak reservoir (**Gambar III-47**). *Fluids* yang digunakan dalam *fracturing* makin banyak digunakan *slick water* (hingga 75%). Tantangan penggunaan *slick water* adalah upaya untuk mengurangi jumlah *fluid* namun masih dapat menginjeksikan *proppant* yang tetap. Cara untuk mendapatkan hasil yang maksimal adalah dengan mengatur viskositas supaya PPA tetap tinggi dengan teknologi *high viscous friction reducer* (**Gambar III-48**).



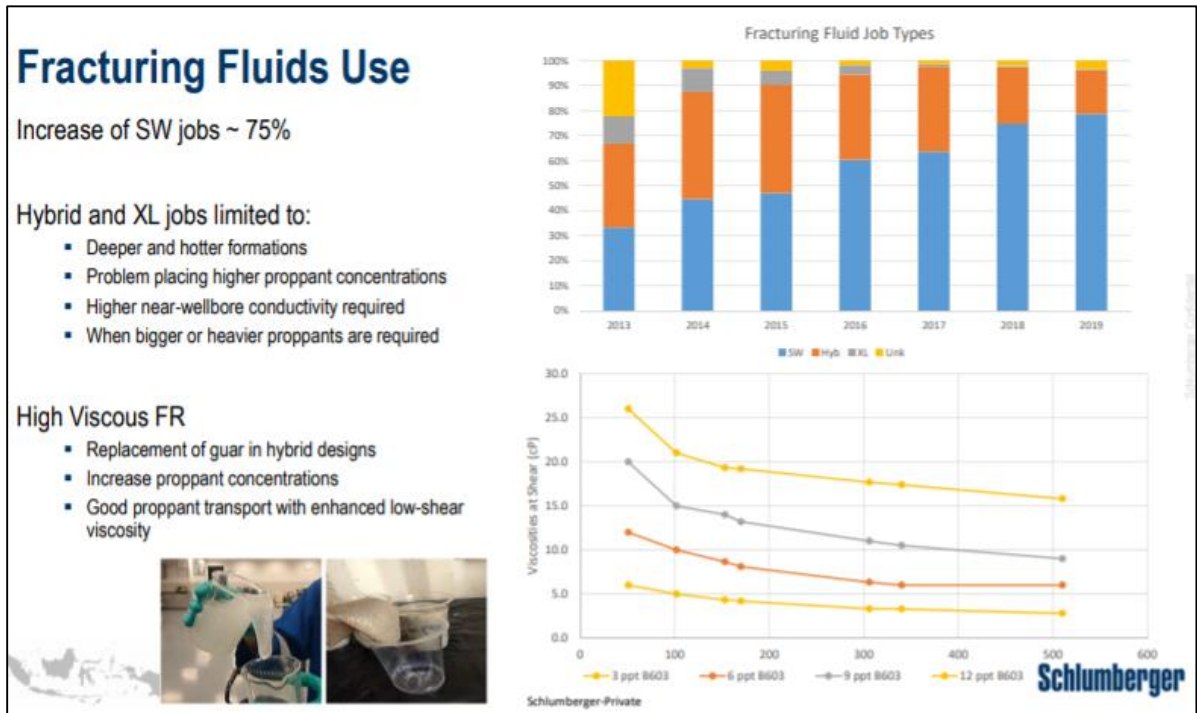
Gambar III-45. Evolusi dari metode *completion* dari awal pengembangan sampai dengan sekarang di Amerika Serikat (Schlumberger, 2020).



Gambar III-46. Kurva jumlah rig dan *stages* dari *fracturing* yang dilakukan pada play-play di Amerika Utara yang menunjukkan penggunaan rig makin efektif dengan *stages fracturing* masih tinggi (Schlumberger, 2020).

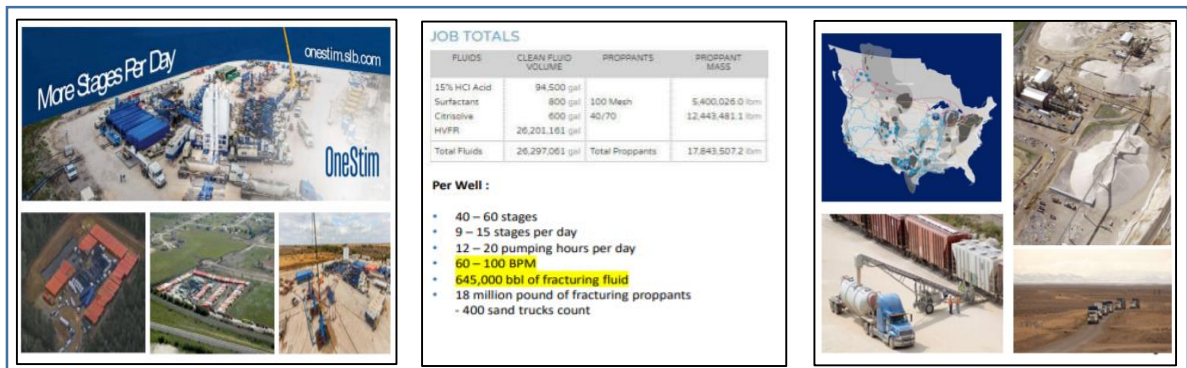


Gambar III-47. Intensitas dari *proppant* dan *stage length*. Volume *proppant* yang diinjeksikan makin massif dan *length* dari *stages* makin pendek (Schlumberger, 2020).



Gambar III-48. Jenis *fluid* untuk pencampur *proppant* yang akan diinjeksikan menunjukkan bahwa *slick water* makin banyak digunakan. Supaya PPA dari *proppant* yang akan diinjeksikan tetap tinggi digunakan teknologi *high viscous friction reducer* (Schlumberger, 2020).

Contoh dari *typical* dari *slick water fracturing design* yang dilakukan antara lain total *fluid* 26 juta *gallon*, 645 ribu *barrel* air yang dibutuhkan, pasir 18 juta *pound* (400 sand trucks), 40-60 *stages* (9-15 *stages/ day*), 12-20 *pumping hours per day*, 60-100 *Barrel per minutes* (**Gambar III-49**). Jenis *fluid* antara lain *slickwater*, *cross-link*, *linier gel* dan *HiWay Flow Channel Technique* (**Foto III-2**). *HiWay Flow Channel Technique* ini digunakan untuk mengurangi sedikit jumlah *proppant* dan *fluid* dengan limitasi tertentu tergantung jenis *shale*.



Gambar III-49. *Typical slickwater fracturing design* (Schlumberger, 2020).

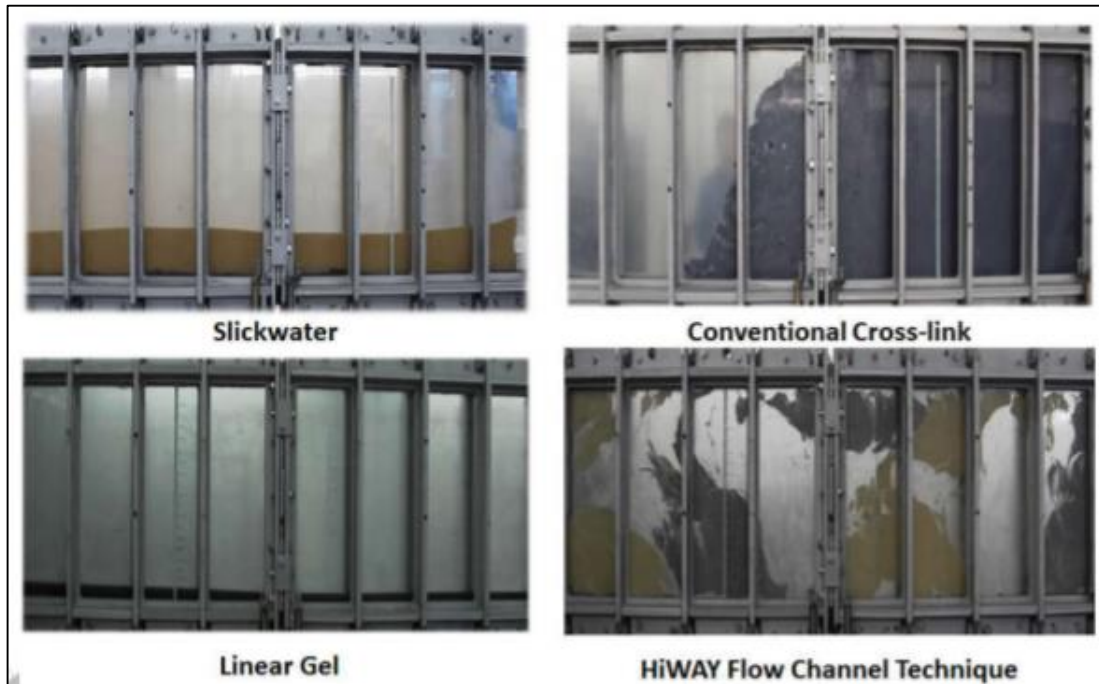


Foto III-2. Jenis-jenis *fluid* yang digunakan untuk menginjeksikan *proppant* (*slickwater*, *cross-link*, *linier gel* dan *HiWay Flow Channel Technique*) (Schlumberger, 2020).

Pada pekerjaan *fracturing* dengan metode konvensional, air dicampurkan dengan *proppant* oleh *blender*, kemudian dipompakan dalam bentuk *slurry*. Sedangkan pada metode *channeling* prosesnya hampir sama dengan metode konvensional namun ditambahkan chemical khusus dan dipompakan secara bergantian (*pulse like: slurry-bersih-slurry-bersih* secara berulang). Kebutuhan pompa *fracking* baik metode konvensional maupun *channel fracking* dibutuhkan pompa *high pressure* dengan jumlah yang sama (lebih kurang 20 pompa *high pressure*). Hasil metode *fracking* konvensional akan membentuk *proppant crack* sedangkan dengan metode *channel fracking* akan membentuk pilar-pilar (**Foto III-3**). Dengan menggunakan teknologi HiWAY *channel fracking* jumlah *fluid* dan *proppant* dapat dikurangi.

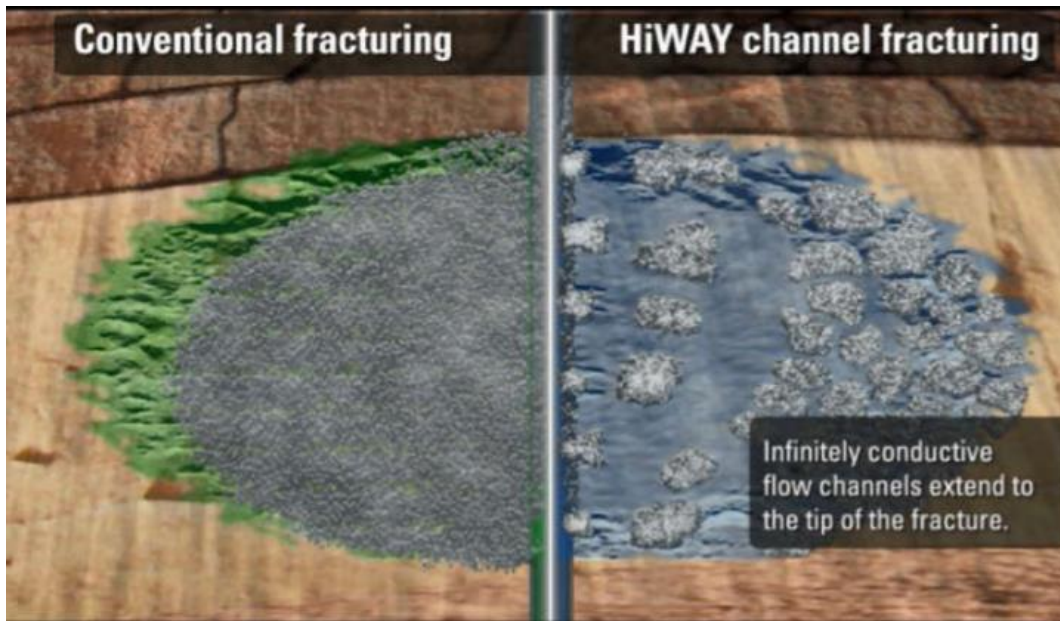


Foto III-3. Perbandingan hasil *fracking* konvensional dengan *HiWAY Channel fracturing*.

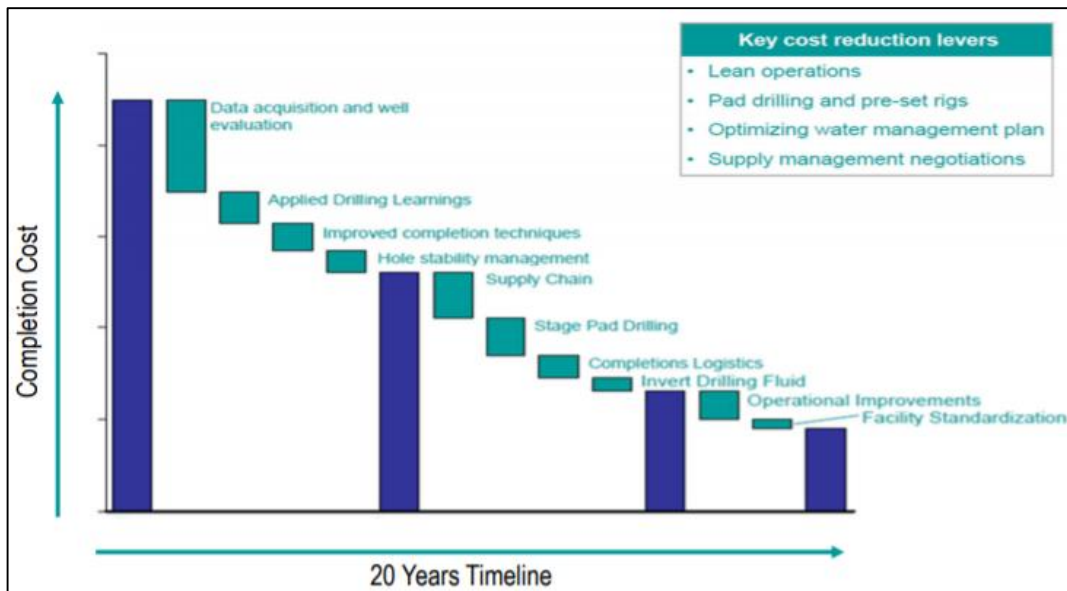
Berhubungan dengan biaya, maka dari yang awalnya berbiaya tinggi seiring dengan waktu maka keekonomian dapat dicapai dengan terus melakukan efisiensi (selama 20 tahun). Komponen biaya terbesar untuk mencapai efisiensi adalah biaya akuisisi dan evaluasi data (**Gambar III-50**).

Walaupun berbagai efisiensi dan *improvement* telah dilakukan hingga saat ini rata-rata sebanyak 40% sumur masih belum ekonomis (**Gambar III-51**). Hal ini dikarenakan secara lateral terdapat variasi *stress* batuan di bawah permukaan yang beragam. Secara alami *fracking* akan mencari jalan berupa kondisi *stress* batuan minimum, dengan adanya variasi *stress* batuan tersebut berdasarkan simulasi terdapat beberapa cluster yang tidak dapat menerima *fluid* (tidak berhasil terkena *fracking*) (**Gambar III-52**). Berdasarkan *production log* terdapat rata-rata 40% cluster yang tidak terproduksi (**Gambar III-53**). Berdasarkan data *microseismic* juga menunjukkan rata-rata 40% *fractured network* tidak terbentuk (**Gambar III-54**). Berdasarkan data *geometric completion (cluster, fractures wells)* juga rata-rata 40% tidak berhasil (**Gambar III-55**).

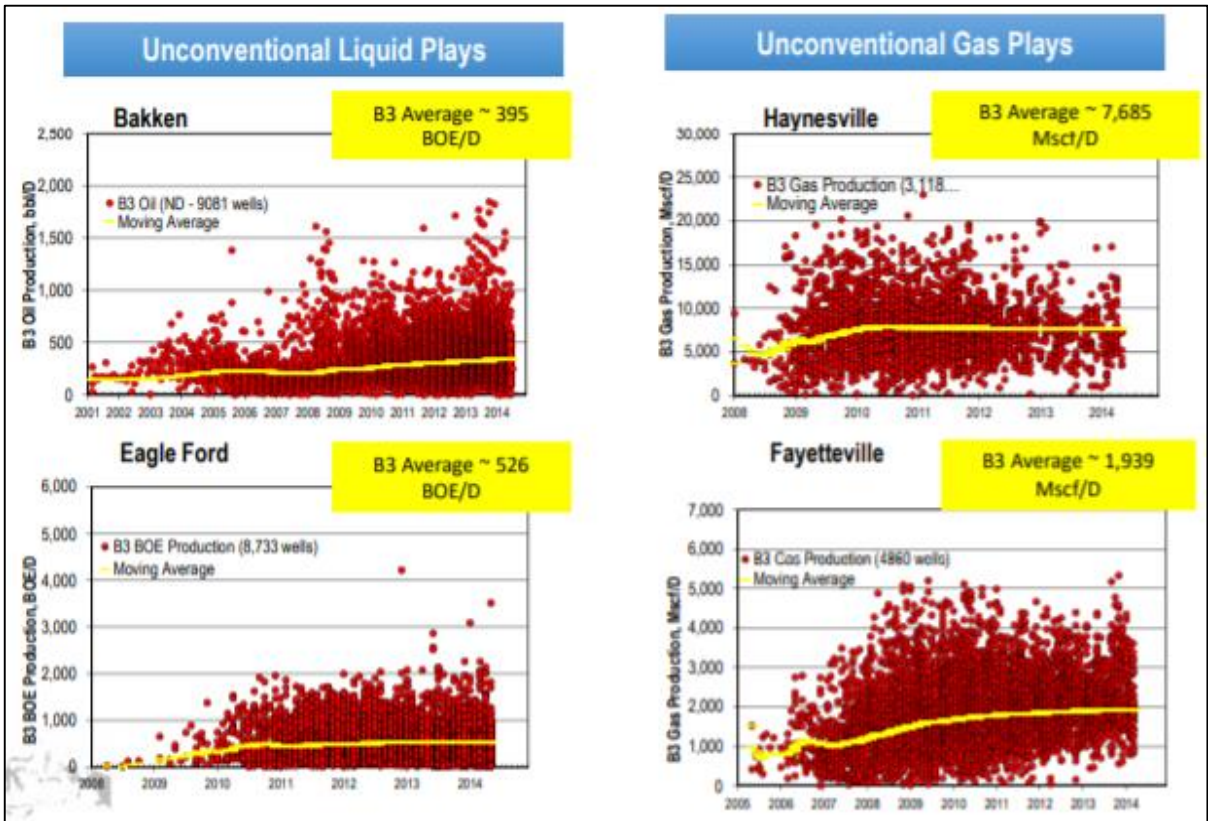
Improvement dilakukan untuk meningkatkan persentase keberhasilan *fracking* sehingga sumur dapat diproduksi antara lain:

1. Penggunaan *plug*, namun memakan waktu yang lama karena harus dilakukan *running wireline* dll (**Gambar III-56**).

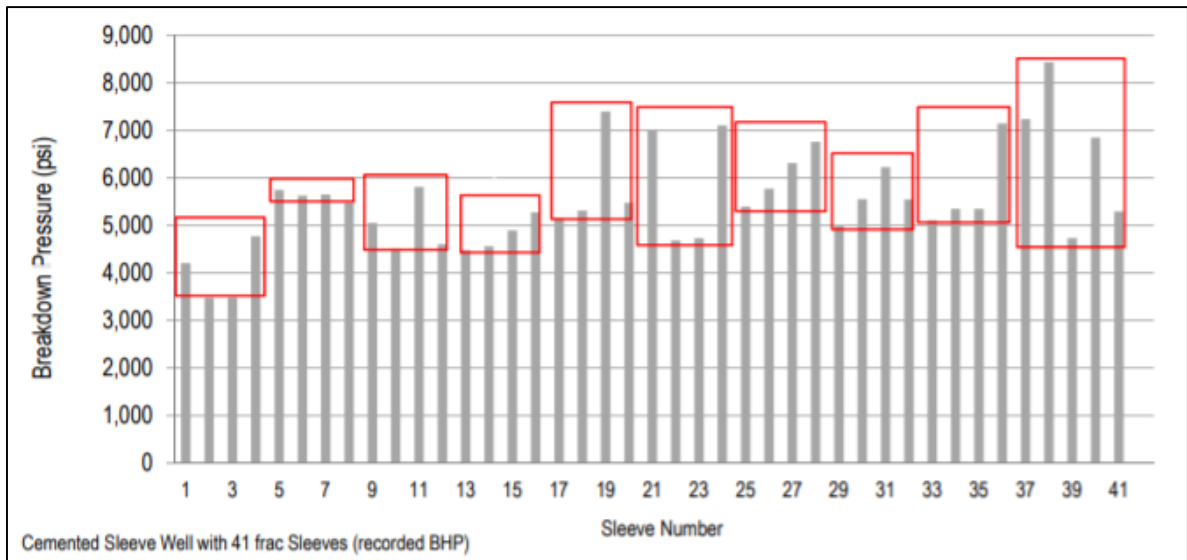
2. Penggunaan *chemical diversion* dapat mengurangi jumlah *running wireline* memakai *plug* sebanyak 50% (dua *stage* dapat digabungkan menjadi hanya satu *stage*). *Chemical diversion* sangat bervariasi tergantung temperatur, tipe *perforation hole* dan tipe *fracking*. *Chemical diversion* yang diinjeksikan akan merata direkahan hasil *fracking*, selanjutnya *chemical diversion* akan terlarut dalam beberapa jam sehingga sumur akan dapat diproduksi tanpa meninggalkan friksi. Hal ini dapat menghemat waktu *completion* sampai 20-30% karena *wireline run* yang jauh berkurang (**Gambar III-57**).



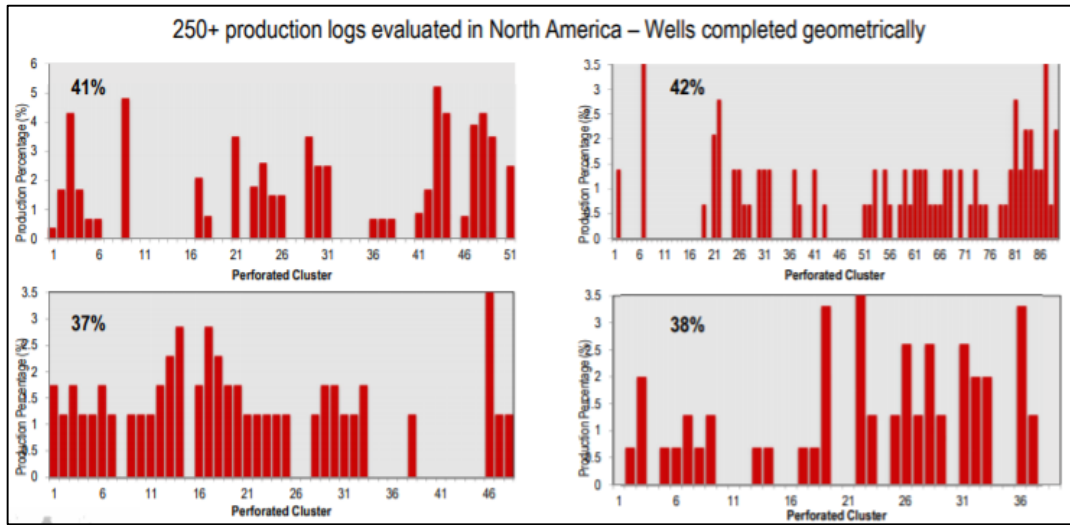
Gambar III-50. Grafik *completion* cost yang menurun seiring dilakukannya efisiensi operasional *fracturing* (Schlumberger, 2020).



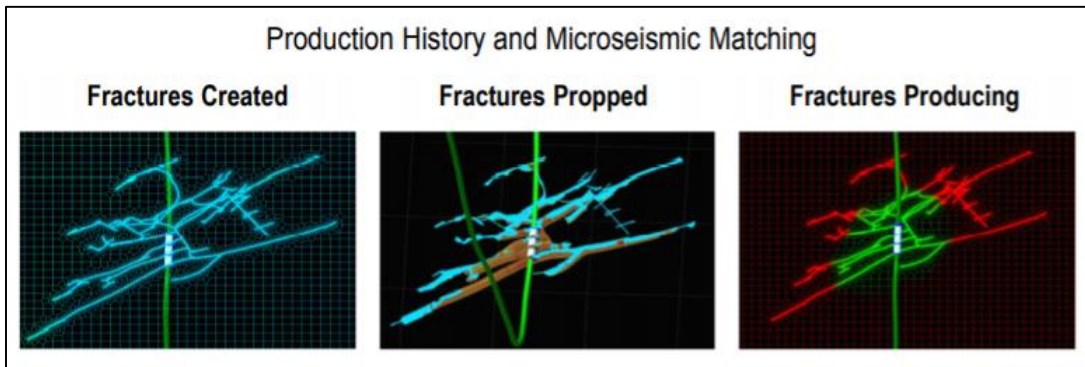
Gambar III-51. Unconventional completion today, 40% of wells are still uneconomic (Schlumberger, 2020).



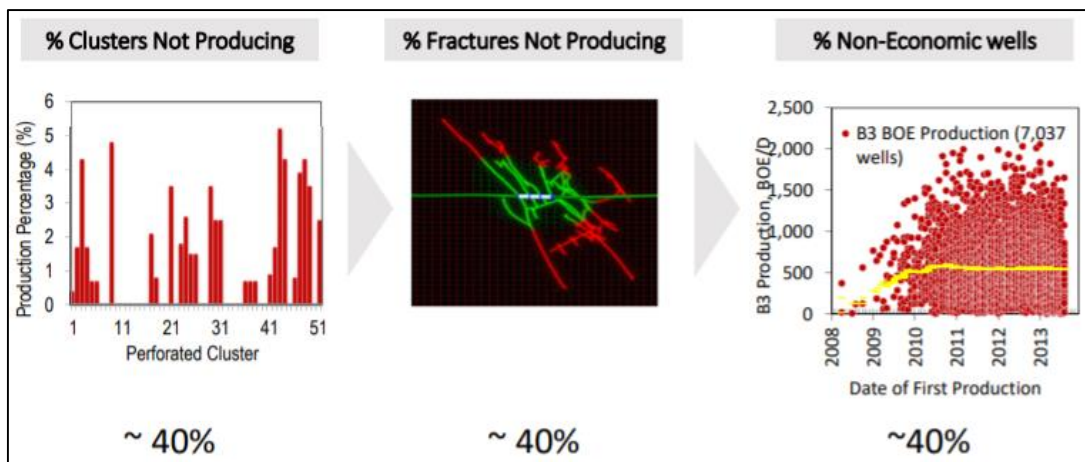
Gambar III-52. Data stress batuan di bawah permukaan yang beragam mengakibatkan rata-rata 40% sumur-sumur *unconventional* di Amerika Serikat tidak ekonomis (Schlumberger, 2020).



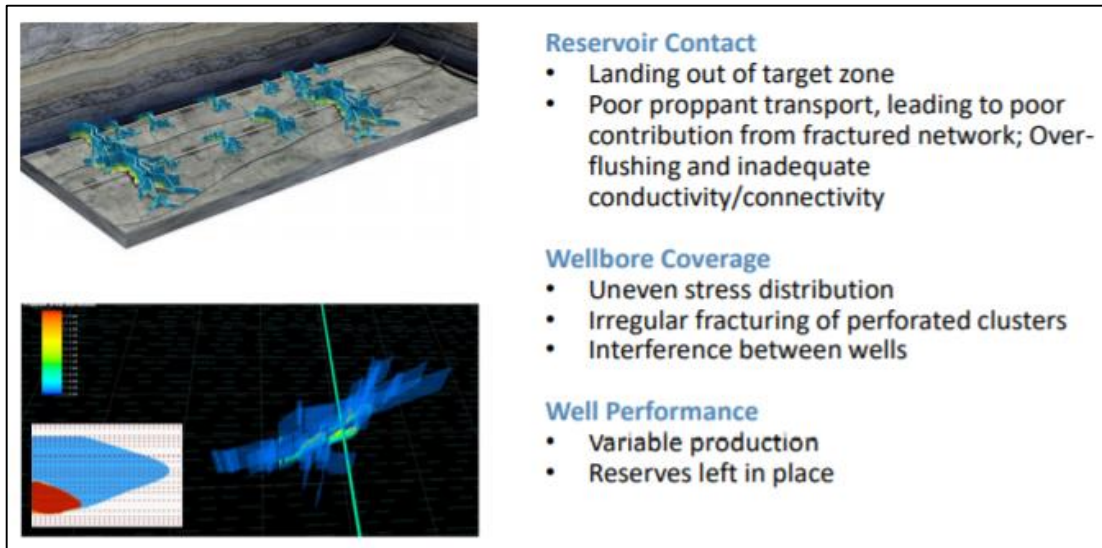
Gambar III-53. Data *production log* terdapat rata-rata 40% *cluster* yang tidak terproduksi (Schlumberger, 2020).



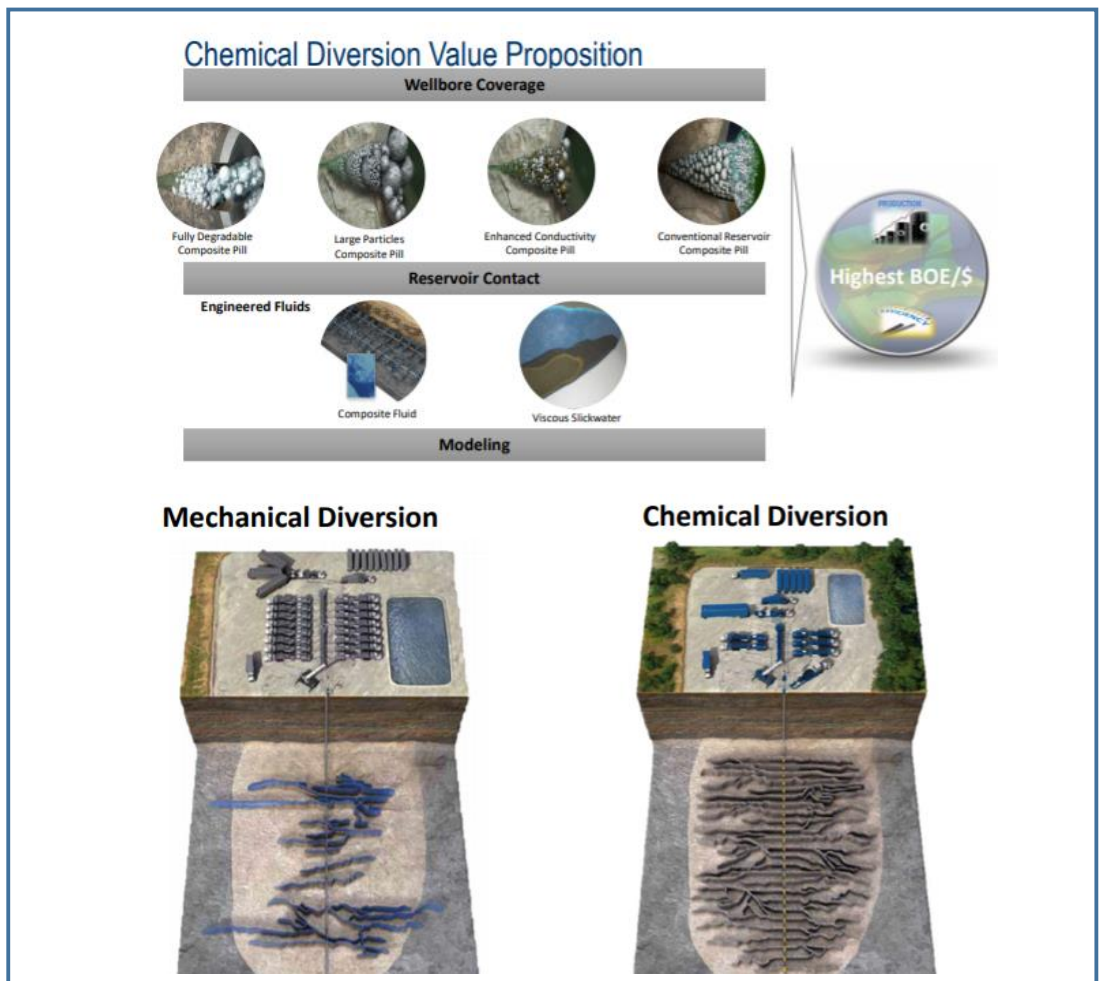
Gambar III-54. Data *production history* dan *microseismic matching* 40% tidak terbentuk *framework* (Schlumberger, 2020).



Gambar III-55. Data *geometric completion* berupa *cluster*, *fractures* dan *well production* menunjukkan rata-rata 40% belum berhasil diproduksi dari sumur-sumur *unconventional* di Amerika Serikat



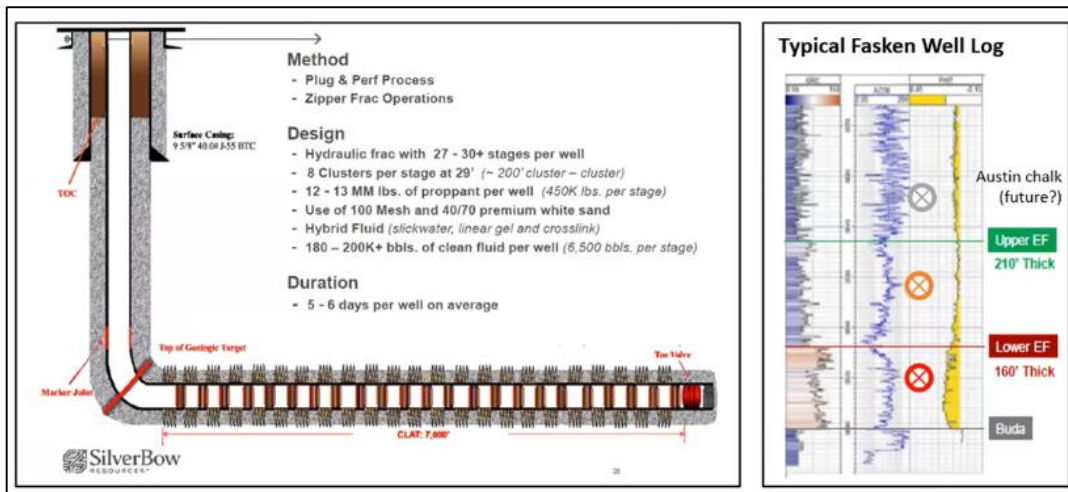
Gambar III-56. Completion dengan metode *plug* kurang efektif Schlumberger, (2020).



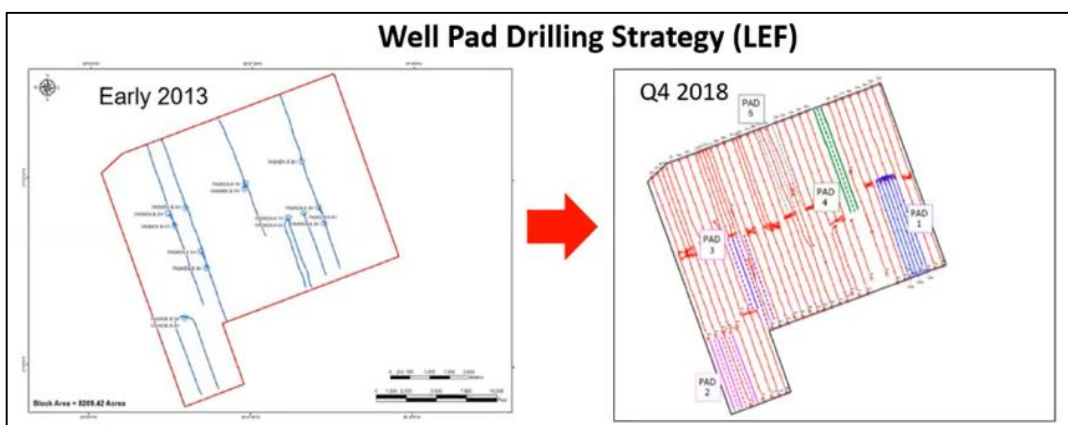
Gambar III-57. Penggunaan *chemical diversion* dapat meningkatkan efisiensi *completion* dan meningkatkan produksi MNK (Schlumberger, 2020).

III.3.4.2. Studi Kasus Operasional MNK di Lapangan Fasken, Texas Amerika Serikat

Type well dari sumur pemboran Fasken menunjukkan kompleksitas secara horizontal dengan rata-rata length 5000' sampai 7000' *multi stages hydraulic fracturing* sebanyak 27 sampai 30 *stages* per sumur (**Gambar III-58**). Strategi penempatan pemboran di Lapangan Fasken mengutamakan pada area yang available dan menghindari dengan sumur yang baru diproduksi, karena hal tersebut akan sangat berpengaruh pada sumur yang baru saja diproduksi (**Gambar III-59**). Di Lapangan Fasken memiliki aturan jarak antar sumur sebesar 660' yang hanya berlaku pada Lapangan Fasken saja dan belum tentu berlaku pada lapangan lain.



Gambar III-58. *Well Type* dari MSFHW di Lapangan Fasken (PGN Saka Energi, 2020).



Gambar II-59. Strategi penempatan pemboran dan *multi stages hydraulic fracturing* di Lapangan Fasken dari tahun 2013 sampai dengan 2018 (PGN Saka Energi, 2020).

Type log dari sumur di Lapangan Fasken diberi jarak untuk *distance study* sejauh 660'. Hal ini berarti jarak antar sumur sejauh 660'. Sedangkan secara vertikal akan diberi jarak 140' dengan alasan keberadaan *ash bed*. Lapisan *ash bed* adalah lapisan lembek yang sulit untuk dilakukan *fracturing*. Pada *Upper Eagle Ford* dibuat *drilling window* hanya sepanjang 30' untuk menghindari *ash bed*, sedangkan pada *Lower Eagle Ford* dibuat *drilling window* lebih dari 30' bahkan ada yang mencapai 70'.

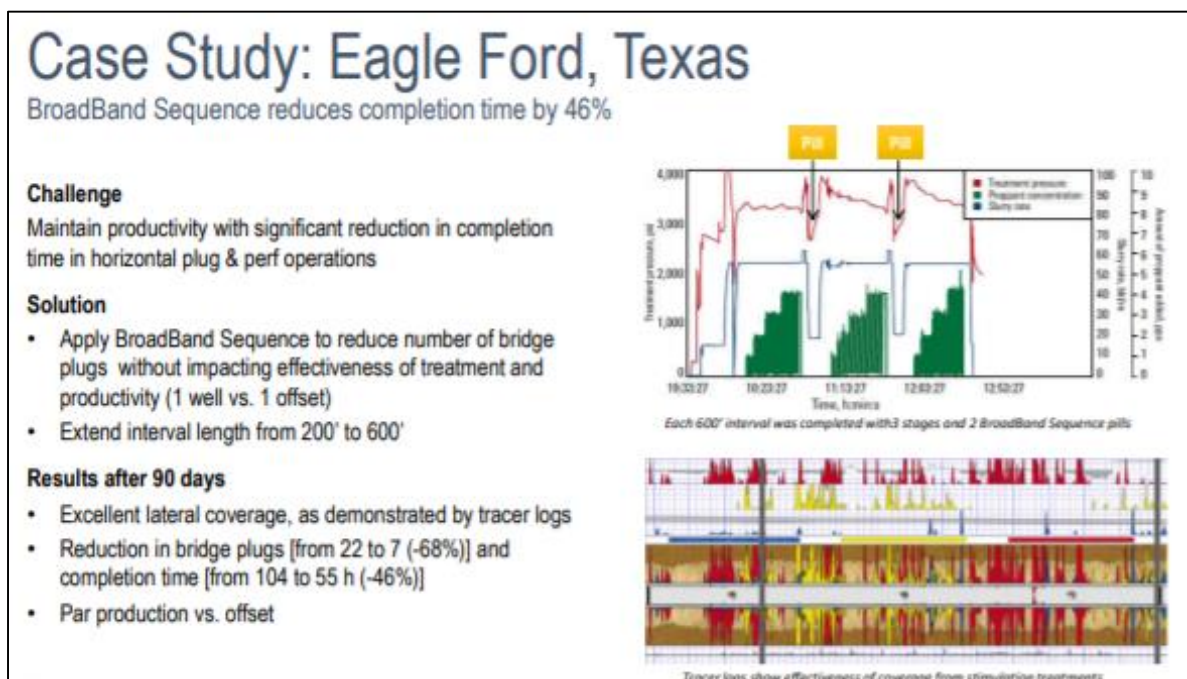
Generasi dari metode *fracturing* di Lapangan Fasken berdasarkan jenis *fluid* dan power terdiri atas lima generasi. Jenis *fluid* yang dipakai terdiri atas *slick-water* dan *hybrid* (campuran *slick-water* dan *gel*) tergantung sumuran yang akan dibor (**Gambar III-60**). Selain penggunaan fluid berupa *slick-water* dan *hybrid*, di Lapangan Fasken juga digunakan *chemical diversion* dapat mengurangi *completion time* hingga 46% dengan jumlah *stages* yang sama (**Gambar III-61**). Selain mengurangi durasi kompleksi di Eagle Ford juga dilakukan peningkatan produksi hingga 21% dengan cara mengintensifkan *fracking* pada *cluster-cluster* (**Gambar III-62**). Pada kasus tidak ada semen pada daerah *toe*, *chemical diversion* dapat menggantikan fungsi semen sehingga *plug* oleh *chemical diversion* dapat merata sepanjang *open hole* dan memberikan hasil produksi maksimal (**Gambar III-63**).

Strategi yang dilakukan selanjutnya adalah *Frac hit remediation*. Upaya ini adalah optimasi produksi berupa pembersihan sumur dari *proppant* yang jatuh dalam lubang sumur. Kegiatan ini dilakukan pada sumur-sumur sebelumnya yang terpengaruh oleh kegiatan *fracturing* di sumur baru. Kegiatan dari *frac hit remediation* biasanya berupa *swabbing*, *slickline bailing*, *pumping in fluid* atau *fill coiled tubing lateral cleanouts* (**Gambar III-64**). Dengan melakukan *microseismic* sumur lama yang terpengaruh *fracking* dari sumur baru akan ditandai dan pada titik tersebut dilakukan *remediation*.

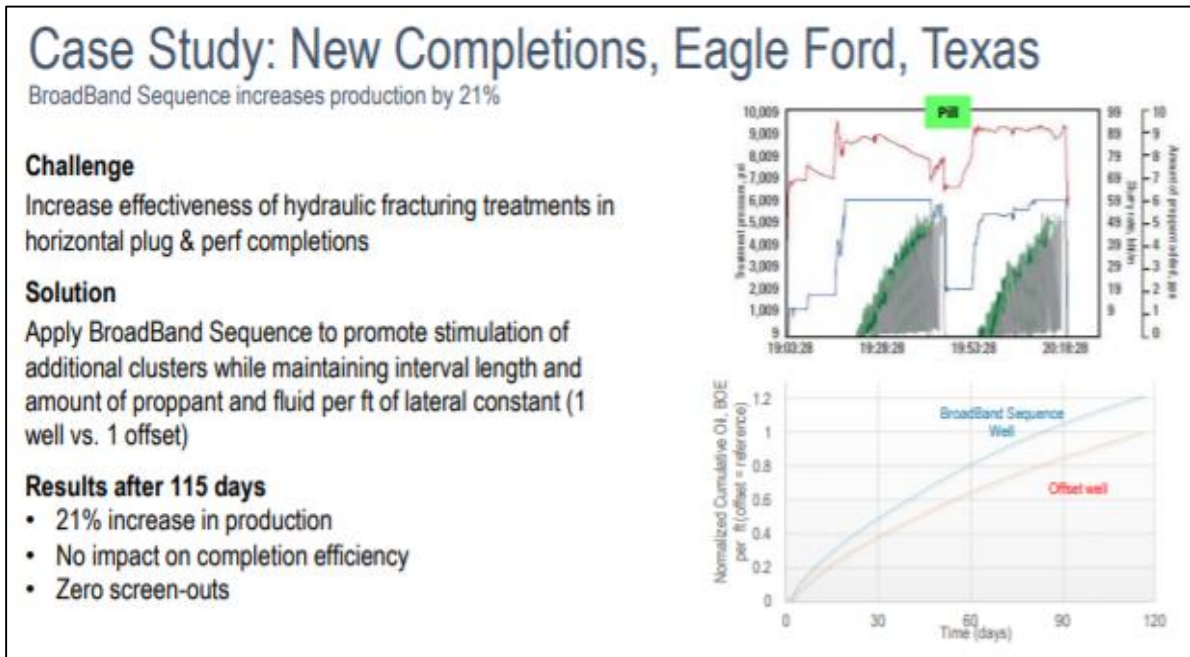
Year	Type	Fluid	Ibs. / CLAT
2010	Gen. 1	Slick-water	900
2011 – 2013	Gen. 2	Hybrid	950
2013 – 2015	Gen. 3	Hybrid	1,400
2015 – 2017	Gen. 4	Hybrid	2,000
2018	Gen. 5	Slick-water	2,500

- Gen. 1 – SW system, large stage intervals, low ppa, high pump rates
- Gen. 2 – Reduced stage intervals, linear & x-link fluid, higher ppa, reduced pump rates
- Gen. 3 – Open hole logs, higher proppant volumes, scale sorb, zipper frac
- Gen. 4 – Optimized frac design to minimize frac hits, ceramic proppant test, diversion
- Gen. 5 – Greater proppant volumes, increase in cluster density, acid implementation

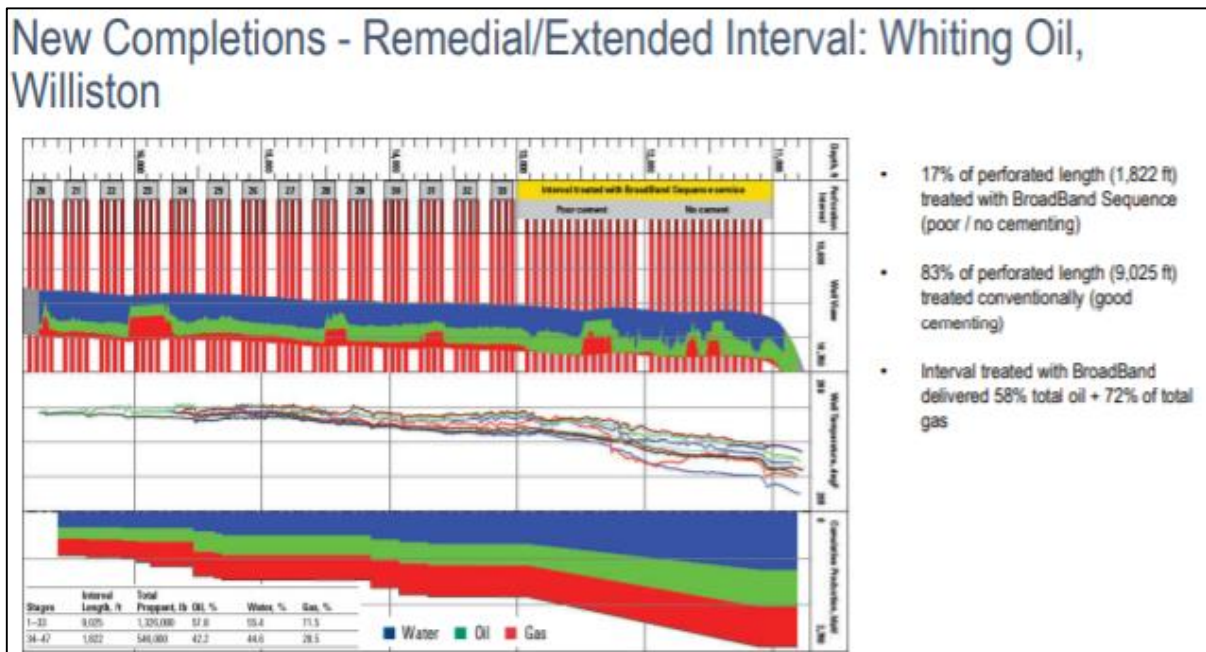
Gambar III-60. Jenis *fluid* yang diinjeksikan di Lapangan Fasken terdiri atas *slick-water* dan *hybrid* tergantung dari pemboran yang akan dilakukan (PGN Saka Energi, 2020).



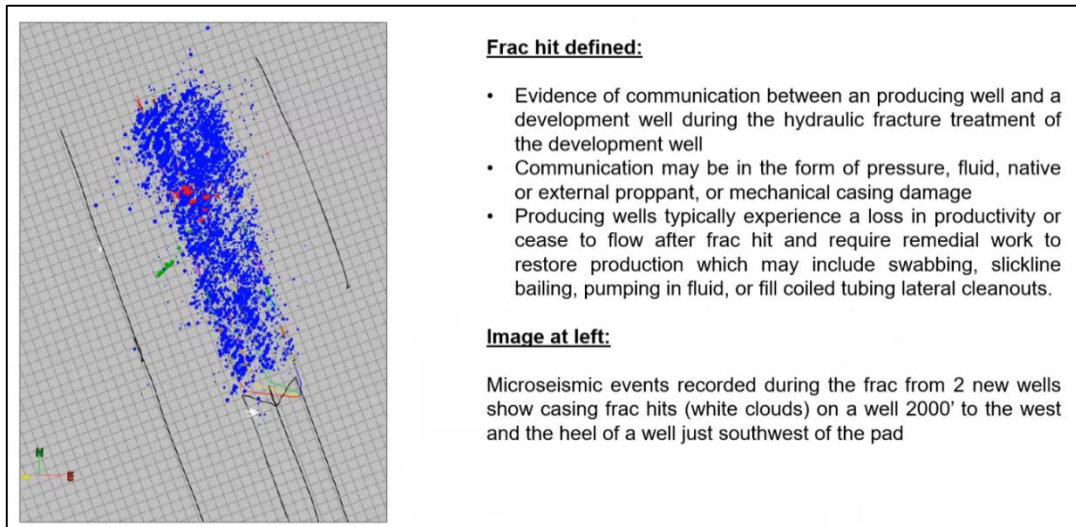
Gambar III-61. Contoh studi kasus di Eagle Ford Texas dapat mengurangi durasi waktu kompleksi hingga 46% (Schlumberger, 2020).



Gambar III-62. Contoh studi kasus di Eagle Ford Texas melakukan intensifikasi *fracking* pada *cluster-cluster* sehingga dapat meningkatkan produksi hingga 21% (Schlumberger, 2020).



Gambar III-63. Contoh studi kasus di Eagle Ford Texas *chemical diversion* dapat menggantikan semen (Schlumberger, 2020)



Gambar III-64. *Frac hit remediation* pada sumur-sumur lama/ terdekat yang terpengaruh oleh *fracturing* sumur baru. Dengan kegiatan *microseismic* maka area sumur lama yang terpengaruh *fracking* akan ditandai dan selanjutnya dilakukan *remediation* (PGN Saka Energi, 2020).

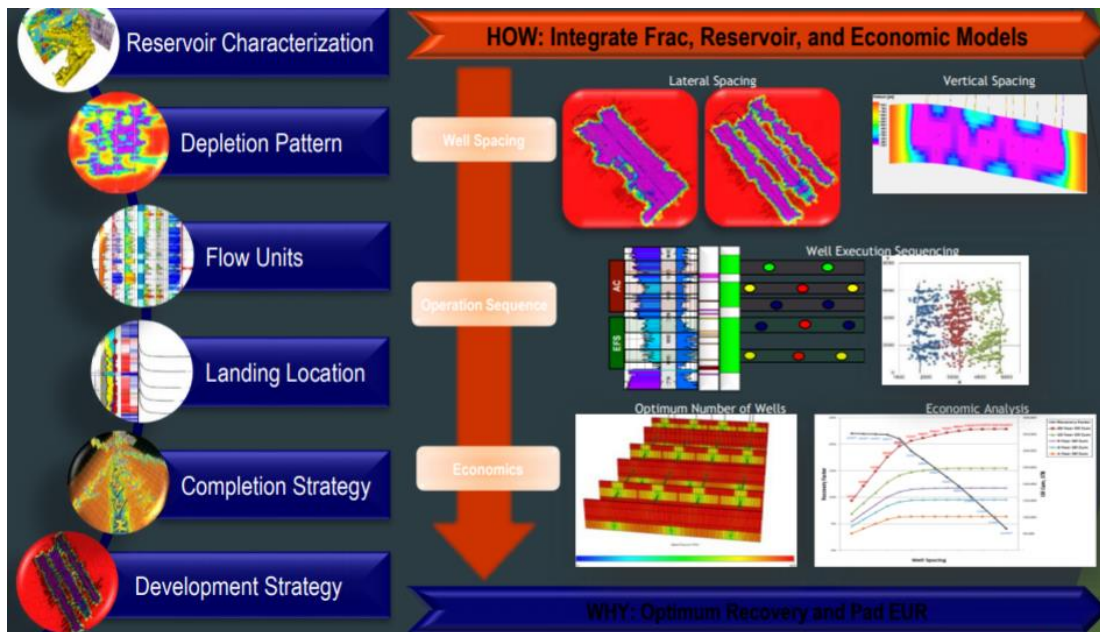
Fasilitas pengeboran di Lapangan Fasken Texas Amerika Serikat merupakan area datar yang luas dan cukup jauh dari permukiman penduduk (**Foto III-4**).



Foto III-4. Dokumentasi Foto Lapangan Fasken Amerika Serikat yang dikelola oleh SilverBow sebagai operator utama dan partner dari PGN Saka Energi.

III.3.4.3. Fasilitas Operasional (*Fracking*) MNK di Amerika Serikat

Engineering workflow dan strategi pengembangan MNK di Amerika Serikat (**Gambar III-65**) antara lain: *Reservoir characterization, Depletion pattern, Flow units, Landing location, Completion strategy, Development strategy*.



Gambar III-65. *Engineering workflow & Development strategy* MNK (IATMI, 2020).

Operasional pekerjaan *fracking* melibatkan banyak sekali fasilitas (**Foto III-5**) antara lain:

1. *Frac tank* 500 bbl untuk *frac fluid storage*
2. *Sand container* yang berisi 350,000 lbs *proppant*
3. *Pod blender* untuk mencampur *proppant* and *fluid* and send to pumpers
4. Pumpers 2000 hhp pumpers untuk menyalurkan *slurry* kedalam *Well Head*
5. *Additive Pumps* and or PCM
6. *Frac Monitor Cabin*
7. *Treating Line*, 3 in up to 20 bpm
8. Kendaraan operator dan *engineer*

Data yang diperlukan untuk reservoir adalah:

1. Komponen *Equation Darcy*

2. Geologi
3. *Open hole Logs* (pay, Sw, GR)
4. *Sonic Scanner Log / DSI*
5. Cadangan

Data yang diperlukan untuk *completion* adalah:

1. Kedalaman
2. Wellbore Diagram
3. Perforation detail
4. Wellhead configuration
5. Sumber air

Parameter yang penting dalam *fracking* MNK antara lain:

1. *Fractures Network*
2. *Brittleness index*
3. *Stage Spacing*
4. *Horizontal well Lateral Length*
5. *Stage Count*
6. *Proppant Design per length*
7. *Proppant Concentration*
8. *Pumping Rate*
9. *Water*
10. *Cost*

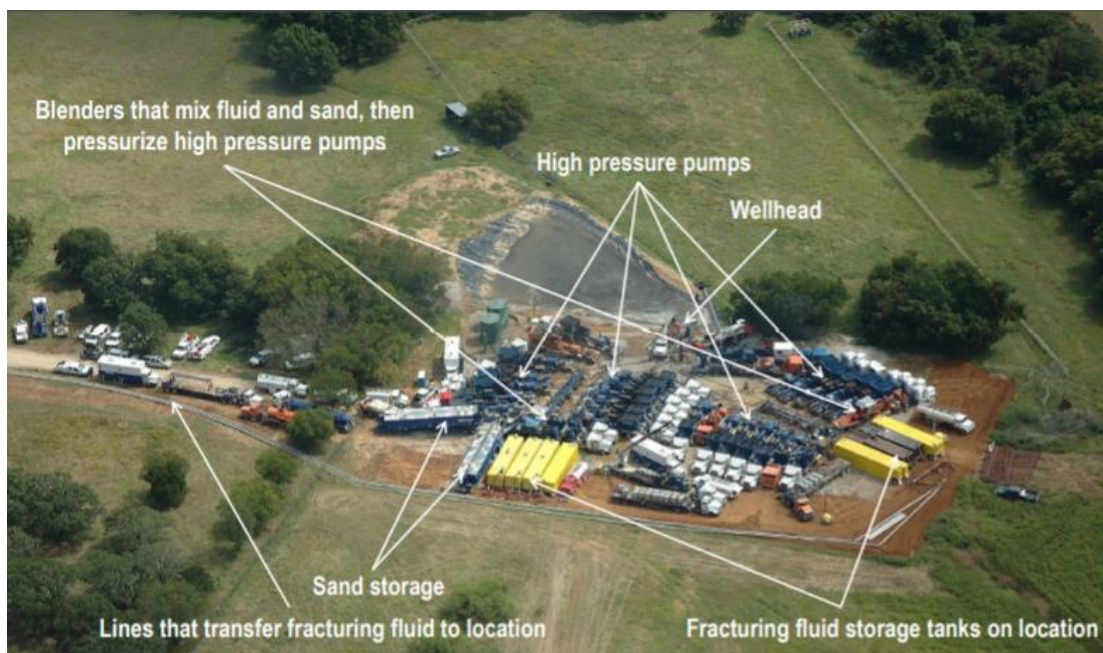


Foto III-5. Foto fasilitas operasional dalam pekerjaan *fracking* MNK di Amerika Serikat.

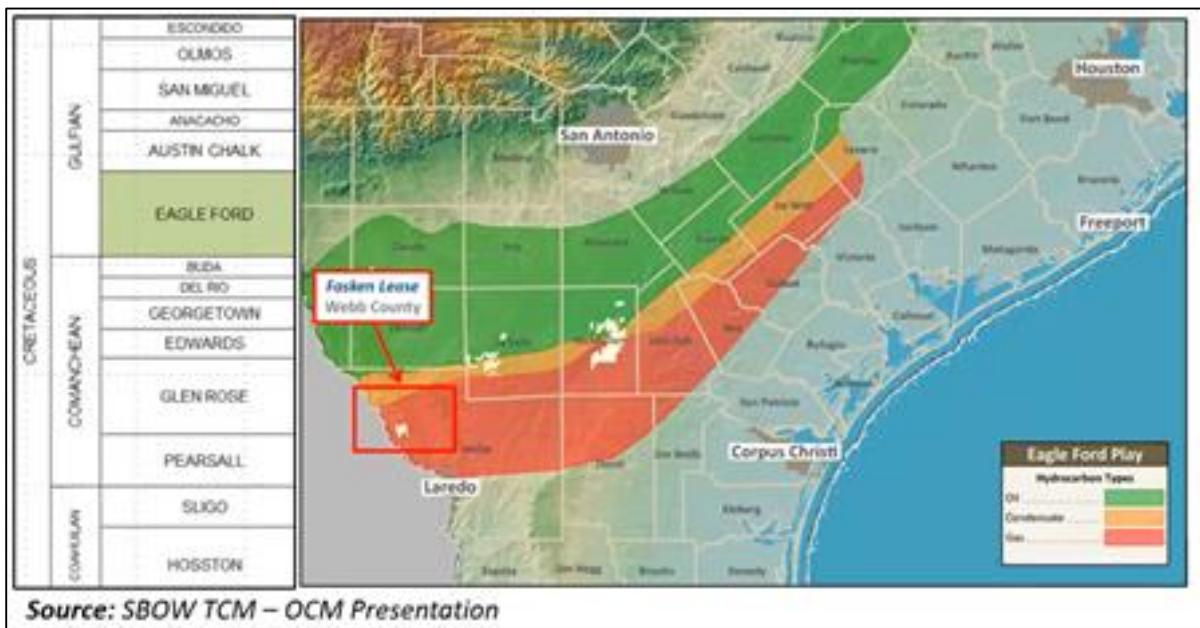
Multi Stage Fracturing (MSF) adalah Pekerjaan Hydraulic Fracturing yang dilakukan secara bertahap (beberapa stages), Pekerjaan MSF dilakukan pada sumur Horizontal. Berdasarkan pengalaman pekerjaan *Hydraulic Fracturing* pada tahapan awal yang dilakukan dengan metode *Multi Stage* sebagai perbandingan dilakukan panjang section Horizontal 3000 ft dengan 10 stages/ tahapan, setelah berhasil stages di tambah menjadi 15 atau 20 dengan memperpendek *spacing* dari perforasi dan *fracturing* untuk meningkatkan produksi pada reservoir yang sama.

Hal yang menjadi perhatian pada pekerjaan MSF adalah sebagai berikut:

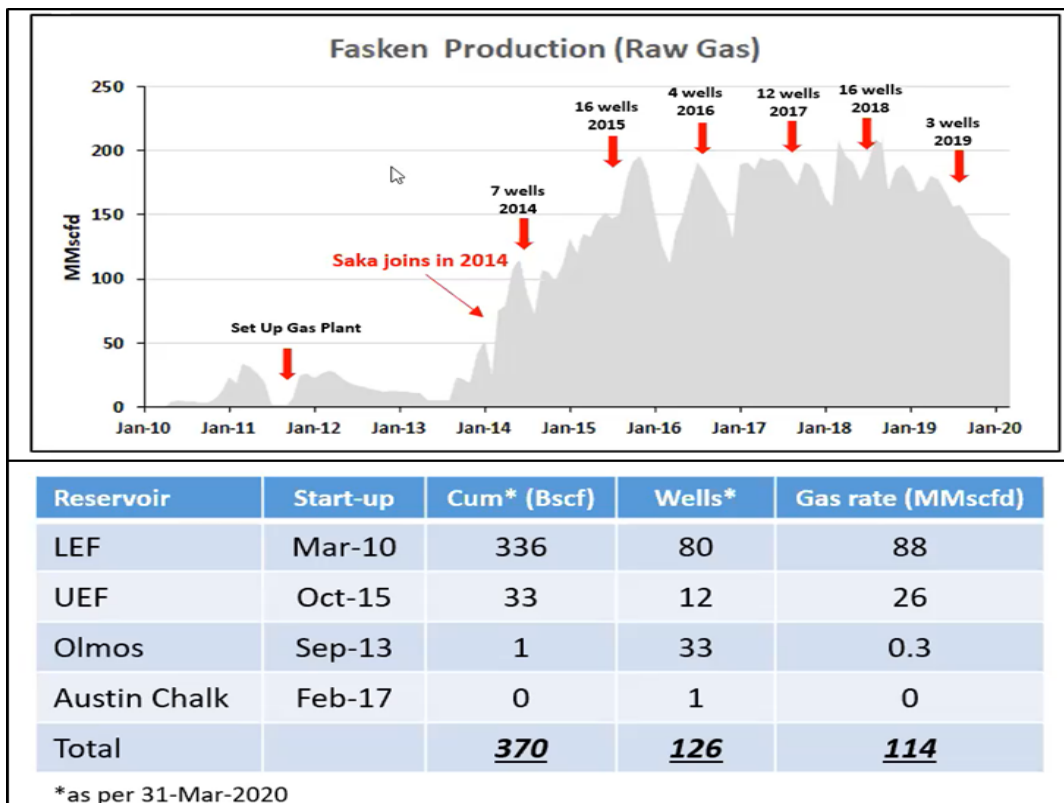
1. Karakter reservoir MNK (*Young Modulus* dan *Brittleness Index*) untuk mencegah terjadinya Propan tertanam oleh reservoir yang lunak (*embedment*).
2. Fluida *Fracturing* yang sesuai dengan karakter reservoir MNK.
3. Teknologi untuk melakukan pekerjaan *fracturing* perlu di tingkatkan dengan tujuan untuk:
 - *Less Water* (menurunkan jumlah kebutuhan air)
 - *Less Pressure* (menurunkan jumlah pompa)
 - *Combat Low Young Modulus* (Reservoir MNK yang lunak)

III.3.5. Perhitungan Cadangan dan *Cummulative Production* MNK di Lapangan Fasken Amerika Serikat

Berdasarkan data hasil produksi gas, Lapangan Fasken memiliki tiga area. Area yang berwarna hijau adalah area produksi minyak, area oranye adalah kondensat dan merah adalah area produksi gas (**Gambar III-66**). Berdasarkan grafik produksi di Lapangan Fasken mulai dari tahun 2010 SilverBow mulai melakukan pemboran untuk memproduksi gas dari Lower Eagle Ford dan belum sepenuhnya melakukan pemboran horizontal. Tahun 2013 baru dilakukan pemboran secara horizontal di Lower Eagle Ford dan sedikit di Upper Eagle Ford. PGN Saka Energi baru bergabung dengan SilverBow sejak tahun 2014 dimana SilverBow sudah memiliki rencana pemboran secara horizontal secara massif. Dengan program pemboran yang terus dilakukan produksi terus meningkat. Selanjutnya SilverBow telah melakukan testing pada Formasi di atasnya yaitu Formasi Olmos dan Austin Chalk (**Gambar III-67**).



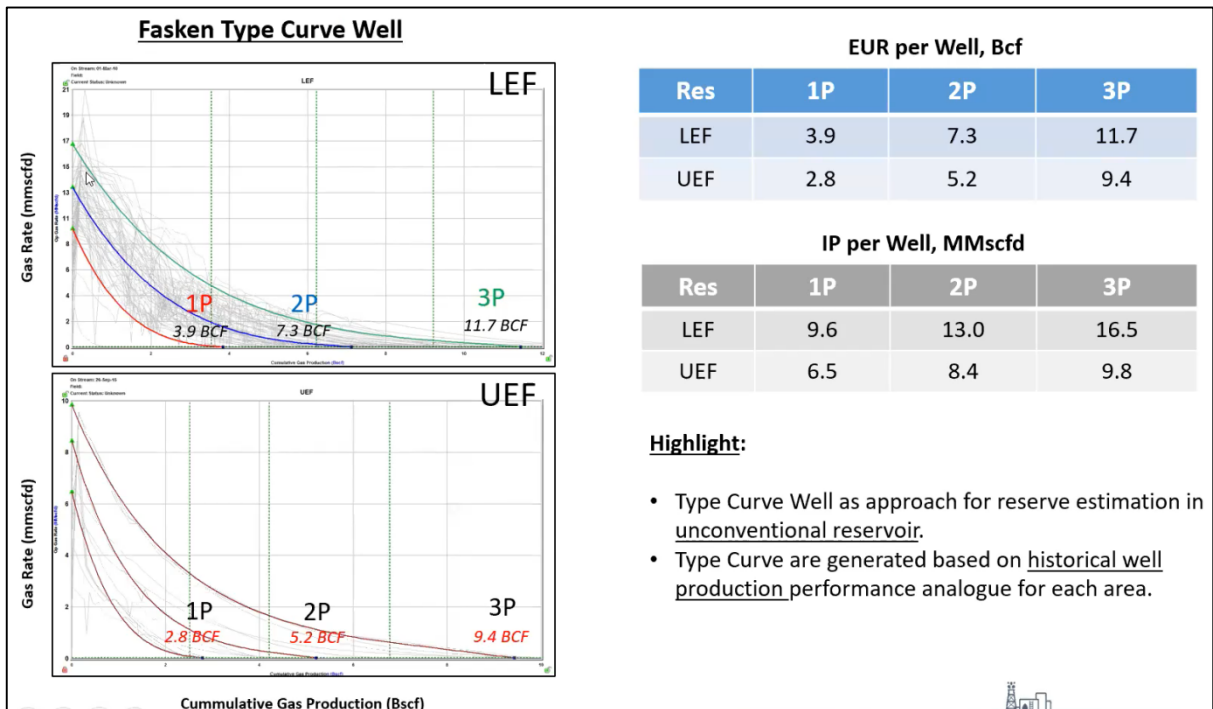
Gambar III-66. Peta area produksi minyak (hijau), kondensat (oranye) dan gas (merah) di Lapangan Fasken Amerika Serikat (PGN Saka Energi, 2020).



Gambar III-67. Kurva produksi gas dari Lapangan Fasken yang menunjukkan bahwa peningkatan produksi gas seiring dengan investasi berkelanjutan dan program pemboran yang terus meningkat. (PGN Saka Energi, 2020).

Untuk menghitung kumulatif produksi selanjutnya pada reservoir *shale HC* menggunakan *type curve* dari pemboran sebelumnya. Pada Formasi *Upper Eagle Ford* telah memiliki *type curve* lebih banyak daripada pada Formasi *Lower Eagle Ford*. *Type curve* ini dipakai untuk menghitung keekonomian dalam pengembangan lapangan lebih lanjut.

Untuk mengetahui cadangan dilakukan plot data *gas rate* terhadap produksi kumulatif gas dari sumur-sumur yang telah dibor dan diproduksi di Lapangan Fasken. Pada grafik tersebut terdapat tiga grafik, pertama adalah grafik paling tinggi berwarna hijau, kedua adalah grafik berwarna biru dan paling rendah berwarna merah. Grafik yang menengah (berwarna biru) dikenal sebagai *base case* atau 2P (**Gambar III-68**). Dari grafik tersebut dapat dibuat *reserve estimation*. Makin banyak data produksi maka estimasi cadangan dapat lebih akurat.



Gambar III-68. Grafik *gas rate production* pada Formasi Eagle Ford dapat dijadikan input data untuk perhitungan *reserve* (grafik kedua adalah base case atau 2P dari cadangan) (PGN Saka Energi, 2020).

III.3.6. Keekonomian Proyek MNK di Lapangan Fasken

Pada bagian ini akan dijabarkan contoh pengembangan dan keekonomian proyek MNK Shale HC di Lapangan Fasken dimana Indonesia melalui PT Saka Energi Indonesia, anak usaha PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk (PGN) berpartisipasi melakukan pengembangan *Shale HC*. Lapangan Fasken yang terletak di Webb County, Texas bagian Selatan, Amerika Serikat merupakan blok migas pertama di luar negeri yang dikelola Saka Energi yaitu sejak pertama kali perusahaan memperoleh hak partisipasi di blok tersebut pada 2014.

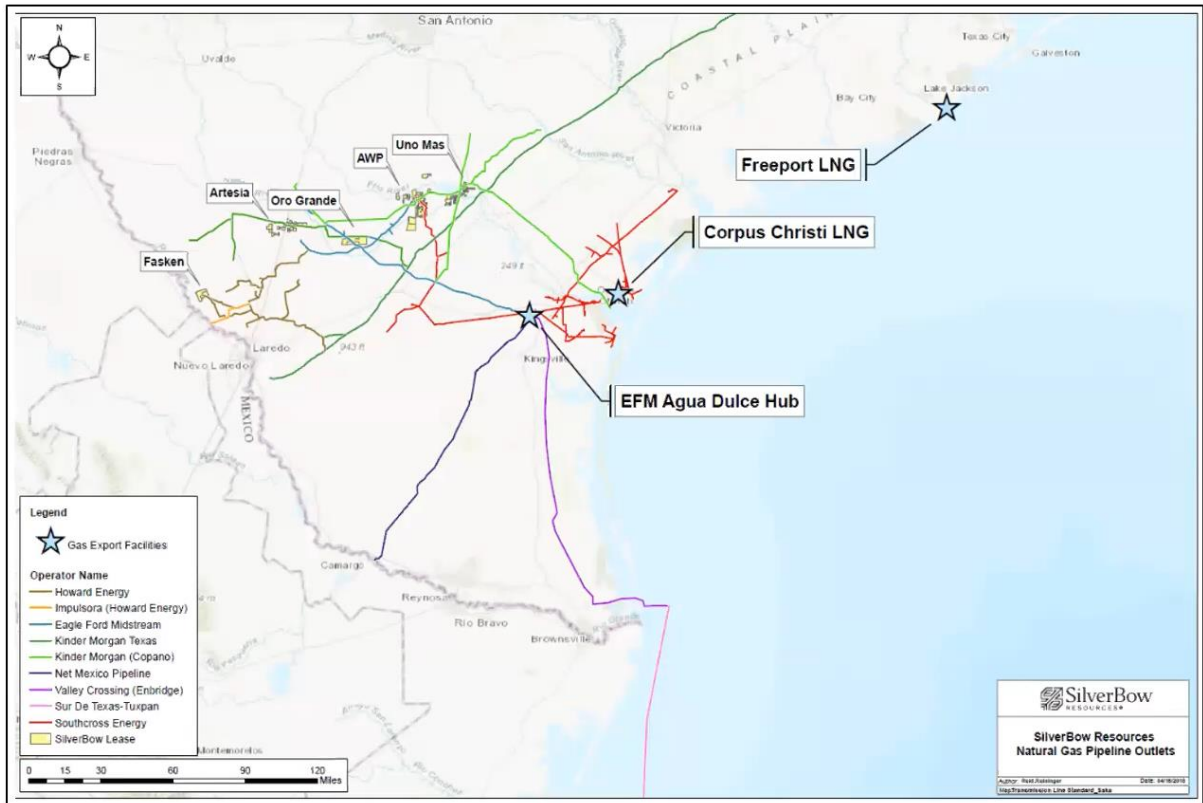
Eksplorasi sumur baru yang terus dilakukan Saka Energi di Blok Fasken bersama mitranya Swift Energi. Sejak tahun 2018 setidaknya ada 12 sumur yang dibor di Fasken dengan harapan bisa meningkatkan produksi shale gas sebesar 10%. Lapangan Fasken diperkirakan memiliki kandungan *shale gas* sekitar 1 triliun *cubic feet gas* (TFC). Infrastruktur pipa gas yang mendukung lapangan ini memiliki kapasitas hingga 250 MMSCFD dan dapat melalui kilang LNG yang ada di Texas.

Biaya pengembangan Lapangan Fasken pada tahun 2014 terserap sebagian besar untuk biaya pemboran guna meningkatkan dan mempertahankan produksi gas. Hasil dari pemboran yang masif tersebut memberikan peningkatan produksi rata-rata sumuran dari 3,2 MMSCFD menjadi 7,9 MMSCFD dan terus meningkat sampai dengan tahun 2018.

Biaya produksi gas di Lapangan Fasken cukup murah (tidak termasuk depresiasi) yaitu sekitar USD0,35 per MMBTU. Sedangkan jika depresiasi dimasukkan dalam perhitungan, maka harga per MMBTU menjadi USD2,0 sampai USD2,5. Pada tahun 2019 Q3 sampai saat ini (pertengahan 2020) harga gas mulai turun akibat dari kelebihan suplai. Sehingga dengan alasan keekonomian, program *drilling campaign* sementara ini ditahan sampai dengan harga gas mencapai di atas USD2,5 sampai 3,0 per MMBTU.

Henry Hub Price actual pada lima tahun terakhir mencapai puncak pada tahun 2018, kemudian turun mulai dari 2019 sampai 13 Agustus 2020 sebesar USD1,7 per MMBTU, sehingga sulit menganggarkan capex untuk pemboran. Sedangkan *forecast* dari harga gas pada lima tahun ke depan menurut *Henry Hub Price* USD3,0 per MMBTU di atas USD2,5 per MMBTU sebagai batas keekonomian program *drilling*.

Untuk mendukung keekonomian yang baik, faktor infrastruktur sangat mendukung keberhasilan produksi gas Amerika Serikat. Infrastruktur pipa gas alam di dekat *coast of Gulf Mexico* Amerika Serikat cukup terpadu mulai dari jaringan pipa antar area penghasil gas dengan konsumen hingga ke fasilitas LNG di pantai Gulf of Mexico (**Gambar III-69**).



Gambar III-69. Peta infrastruktur jaringan pipa gas dari lapangan-lapangan penghasil gas hingga ke fasilitas LNG di pantai *Gulf of Mexico* Amerika Serikat (PGN Saka Energi, 2020).

III.4. Tantangan dan Peluang Pengusahaan MNK di Indonesia

Berdasarkan perbandingan sejarah pengusahaan MNK di Amerika Serikat dan di Indonesia, masih banyak fase yang harus ditempuh untuk mencapai keberhasilan.

Beberapa tantangan yang dihadapi dalam pengusahaan MNK:

1. Harga minyak dunia yang cenderung menurun
2. Biaya pengembangan MNK yang cenderung mahal
3. Karakteristik formasi pembawa MNK di Indonesia belum dipahami dengan baik

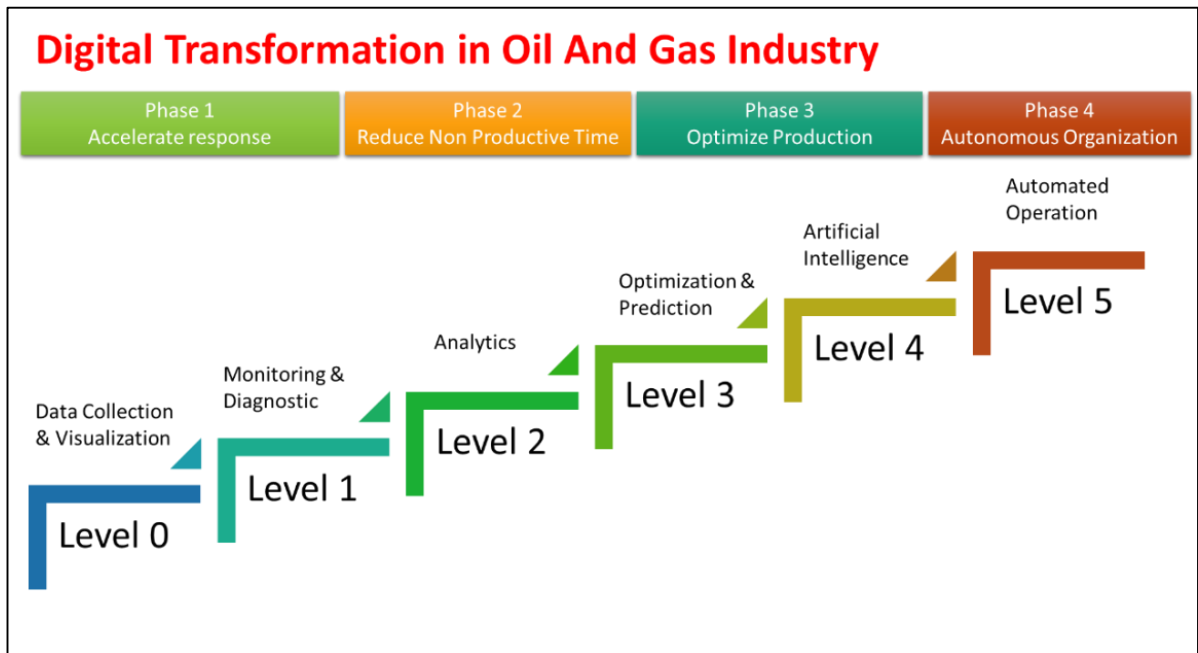
-
4. Target reservoir merupakan *source rock*, hal ini menyebabkan target sumur (*Total Depth*) cukup dalam sehingga pada perencanaan dan operasional pemboran akan menghadapi *Window Pressure* yang berdekatan (*pore pressure - fracture gradient pressure*) dan temperatur tinggi (*High Pressure High Temperatur*).
 5. Kondisi alam dan sosial yang menyulitkan akses logistik
 6. Regulasi yang masih perlu dikembangkan sesuai perkembangan MNK

Peluang dalam perusahaan MNK:

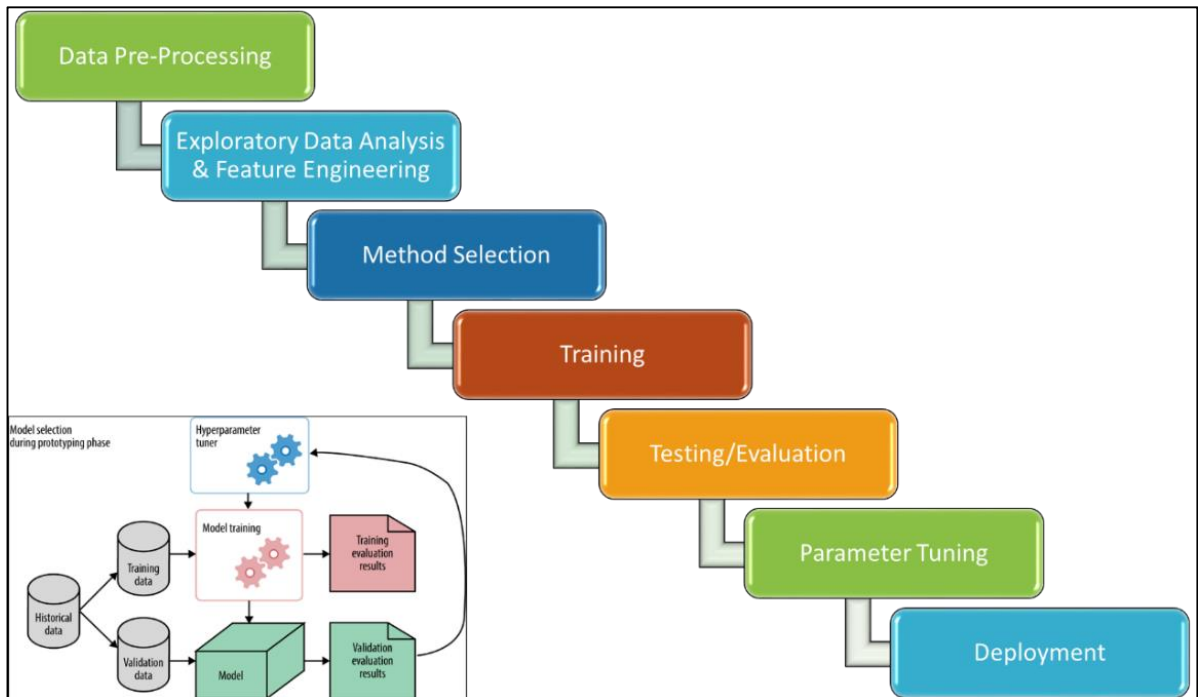
1. Kebutuhan energi yang terus meningkat
2. Perubahan paradigma sumber daya alam bukan sebagai sumber pendapatan negara tetapi menjadi pendorong peningkatan nilai tambah
3. Regulasi yang terbuka terhadap masukan dari *stakeholder*
4. Teknologi ekstraksi dan pengolahan yang lebih *advance*
5. Adanya peluang pemanfaatan dana KKP yang bisa dimanfaatkan untuk pengembangan eksplorasi MNK di Indonesia

III.4.1. Pengembangan *Learning Curve* Karakteristik Reservoir Shale HC di Indonesia Melalui *Digital Trasformation (Machine Learning for Oil and Gas)*

Untuk mempercepat pencapaian keberhasilan perusahaan MNK di Indonesia diperlukan strategi khusus untuk memperpendek *learning curve* sehingga bisa mempercepat proses eksplorasi dan eksploitasi MNK Indonesia (**Gambar III-70**). Dalam penelitian menuju ke arah tersebut diperlukan sinergi dan kolaborasi semua *stakeholder* (Pemerintah, Industri, Universitas dan Lembaga Penelitian) misal dalam bentuk konsorsium penelitian dengan *roadmap* yang jelas. Oleh karena itu diperlukan penerapan *digital transformation* untuk membuat proses bisnis menjadi semakin efisien (cepat dan murah). Pada saat ini ITB Telah membangun *Machine Learning Workflow* untuk mempercepat *learning curve* dari shale HC (**Gambar III-71**).



Gambar III-70. Digital Transformation in Oil and Gas Industry.

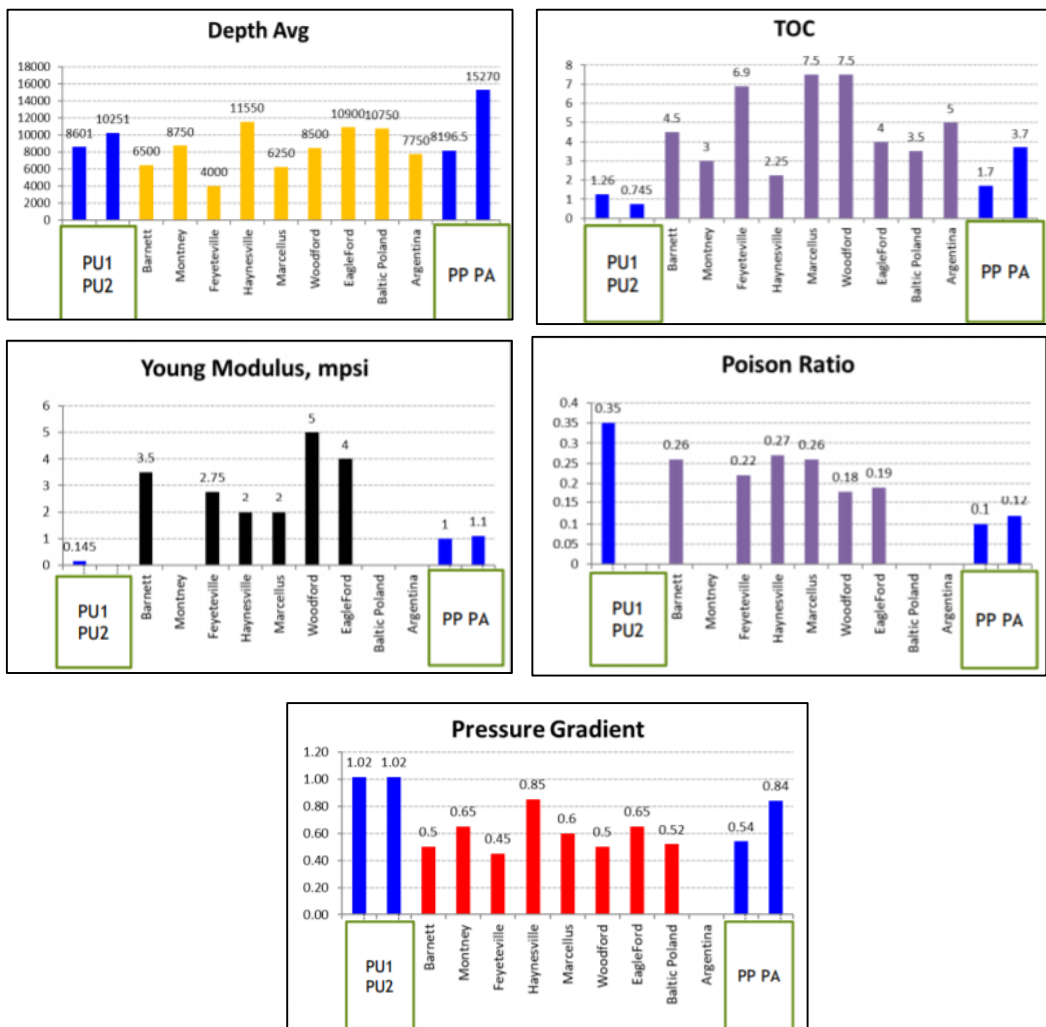


Gambar III-71. Machine Learning Workflow in Oil and Gas Industry.

III.4.2. Strategi Operasional dan Sosial MSFHW

Dalam strategi operasional dan sosial pelaksanaan MSFHW perlu diketahui perbandingan data di Indonesia dari berbagai aspek antara lain (**Gambar III-72**):

1. Kedalaman sumur di Indonesia berkisar antara 8196,5' sampai dengan 15270' sedangkan di Amerika Serikat antara 4000' sampai 11550'.
2. Variasi TOC di Indonesia secara umum lebih kecil (0,7– 3,7) dari pada TOC di Amerika Serikat
3. Tantangan terbesar *fracking* di Indonesia adalah batuan *shale* yang lembek. Berdasarkan data Young modulus dari contoh batuan yang ada sangat kecil (0,145 -1,1 mpsi), sedangkan di Amerika Serikat berkisar antara 2 sampai 5 mpsi.
4. Data *poison ratio shale* di Indonesia berkisar dari 0.1 sampai 0.35 sedangkan di Amerika Serikat berkisar antara 0,18 sampai 0,27.
5. Data *pressure gradient shale* di Indonesia berkisar dari 0,54 sampai 1,02 sedangkan *shale* di Amerika Serikat berkisar dari 0,45 sampai 0,85.



Gambar III-72. Perbandingan data kedalaman rata-rata, TOC, Young Modulus, Poison Ratio dan *Pressure Gradient* antara *shale* di Indonesia (diagram balok warna biru) dan *shale* di Amerika Serikat (diagram balok warna merah).

Berdasarkan perbandingan parameter di atas, teknologi pemboran di Amerika Serikat tidak dapat begitu saja diaplikasikan secara langsung di Indonesia. Perlu strategi yang sesuai dengan karakteristik *shale HC* di Indonesia. Beberapa hal yang perlu diperhatikan dalam desain pemboran *shale HC* di Indonesia antara lain:

1. *High reservoir temperature (> 300 degF)*
2. *High in-situ stresses (strike-slip stress regime)*
3. *Height growth as there is no stress barrier for fracturing*
4. *Low young modulus value (~ 1 Mpsi)*
5. *High surface and bottomhole pumping pressure*

Berdasarkan perbandingan parameter operasional antara Amerika Serikat dan di Indonesia terdapat implikasi terhadap aspek sosial dan lingkungan di area kegiatan operasional *fracking* MNK. Beberapa hal yang harus diperhatikan antara lain:

1. Pemahaman bersama dari seluruh *stakeholder* mengenai *pilot project* MSFHW terutama dari pihak pengawasan bahwa membangun learning curve diperlukan biaya yang tinggi, penelitian yang massif, waktu yang tidak sebentar dan ketidakpastian hasil riset di awal era perusahaan MNK (bandingkan dengan sejarah MNK di Amerika yang panjang).
2. Keamanan untuk menunjang operasional pemboran dan *fracking*.
3. Kesiapan penyediaan teknologi yang efisien untuk *pilot project* MSFHW.
4. Kesiapan dukungan lingkungan untuk penyediaan air injeksi.
5. Perbedaan morfologi dan isu sosial sangat mempengaruhi dalam operasional proyek MSFHW, sehingga diperlukan dukungan dari pemda setempat, akses masuk yang lebar, luas area pemboran untuk menempatkan peralatan *Stimulasi (Fracturing) – Pumping Unit* dengan jumlah banyak pada tempat yang sama.
6. Langkanya peralatan pemboran dengan kapasitas besar (untuk pekerjaan *Horizontal Well*) dan *Stimulasi (Fracturing)* menyebabkan biaya sewa yang tinggi,

Massive proyek MSFHW (pemboran dan *fracturing*) dapat menjadi solusi menurunkan biaya sumur.

7. Regulasi yang menarik investor dan pengawalan pelaksanaan proyek dengan pemerintah daerah.

III.4.3. Keekonomian Lapangan MNK di Indonesia

Indonesia menghadapi kendala dengan cadangan dan produksi minyak bumi yang terus mengalami penurunan, sedangkan pemanfaatan energi lainnya belum juga signifikan. Untuk itu, Pemerintah harus berperan lebih besar lagi dalam hal kebijakan dan insentif untuk meningkatkan diversifikasi (pengakeneragaman) energi. Namun, upaya ini tentu saja memerlukan pemecahan berbagai sumbatan (*the bottleneck*), investasi yang serius, dan memerlukan waktu paling tidak satu dekade ke depan.

Di sisi lain, akhir-akhir ini ada fenomena menarik yakni terjadi penurunan harga minyak mentah (*crude oil*) di pasar global. Secara hukum ekonomi dasar saja kita dengan mudah mengetahui bahwa hal ini tentu menandakan adanya pasokan yang lebih besar dari periode sebelumnya. Ternyata meningkatnya pasokan minyak di tingkat global ini disebabkan berlimpahnya produksi migas non-konvensional terutama di tiga negara besar, yaitu Amerika Serikat, Kanada dan Rusia. Ketiga negara ini beberapa tahun terakhir memang telah banyak melakukan kegiatan eksplorasi untuk pengembangan migas non-konvensional. Seiring dengan menipisnya cadangan migas selama ini, maka potensi migas non-konvensional sangat menjanjikan untuk dieksplorasi dan dikembangkan. Bagaimana kondisinya di Indonesia?

Hingga kini pemerintah Indonesia melalui Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM) baru memiliki wilayah kerja *shale gas* yang dioperasikan PT PHE MNK Sumbagut. Kontrak kerja sama (KKS) *shale gas* pertama telah ditandatangani pada 15 Mei 2013 di Forum IPA ke-37. Wilayah tersebut diperkirakan mengandung potensi *shale gas* sebesar 18,56 TcF. Dengan investasi sekitar USD 7,8 miliar, pihak Pertamina menargetkan produksi perdana dapat diperoleh pada tahun ke-7 setelah enam tahun tahap eksplorasi perdana kontrak wilayah kerja *shale gas*.

Selanjutnya, pada 2014, pemerintah menawarkan 8 wilayah kerja (WK) *shale gas*, terdiri dari 5 WK melalui tender langsung atau *joint study* dan 3 WK melalui tender reguler. Wilayah kerja yang ditawarkan melalui penawaran langsung adalah MNK Sakakemang *Deep*, MNK Bengkalis *Deep*, MNK Jambi *Deep*, MNK Blora *Deep* dan MNK Palmerah *Deep*. Sedangkan wilayah kerja yang ditawarkan melalui tender reguler adalah MNK Shinta, MNK North Tarakan dan MNK Kutai.

Di tingkat global, perkembangan shale oil and gas ini secara signifikan telah membawa berbagai dampak sosial, politik dan ekonomi, termasuk di Indonesia. Pengembangan shale gas dan *tight oil* di AS telah mengubah pasar energi global. AS pun saat ini sama sekali tidak perlu mengimpor LNG lagi. Namun, dalam kenyataannya banyak negara yang belum memproduksi minyak non-konvensional termasuk Kawasan Timur Tengah sebagai produsen utama migas di dunia.

Indikasi serta prospek migas non-konvensional di Indonesia sangat menjanjikan bila terus dikembangkan. Pengembangan ini sangat penting dilakukan demi terjaminnya ketersediaan dan ketahanan energi di tanah air kita, karena kalau terus saja bersandar pada migas konvensional, tentu saja kita akan kewalahan. Dengan demikian, Indonesia harus mengembangkan ilmu pengetahuan dan teknologi serta pendekatan konsep-konsep baru terhadap peta penyediaan energi di tanah air, termasuk untuk migas non-konvensional ini. Namun demikian pelajaran dari permasalahan pengembangan MNK *shale* hidrokarbon sebagai berikut juga perlu segera diperoleh solusinya:

- Tingkat produksi belum dapat diperkirakan dengan baik karena keterbatasan data sehingga perlu diketahui Kualitas *Shale HC* di Indonesia.
- Biaya pemboran MSFHW di Indonesia (MMUS\$22 per sumur) jauh lebih mahal jika dibandingkan dengan biaya sumur horizontal di MNK *Shale HC* yang sudah proven di luar negeri (MMUS\$6,3 per sumur horizontal). Parameter ini sangat mempengaruhi keekonomian pengembangan MNK *Shale HC*.
- *Terms & Conditions* Kontrak.

Berikut ini dijabarkan gambaran prospek pengembangan migas non-konvensional mencakup aspek biaya, estimasi produksi dan *preliminary* profil keekonomian.

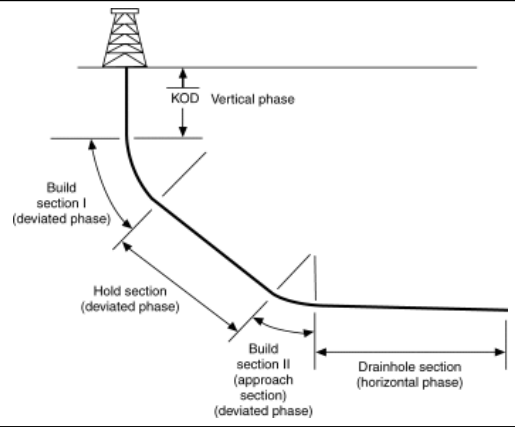
A. Aspek Biaya

Aspek biaya yang utama adalah estimasi biaya pengeboran sebagai berikut:

- Estimasi Biaya Vertikal *Well*: US\$1,050.00/ft exclude R/U – R/D lump sump, *wellsite preparation*, dan *fracturing*.
- Estimasi Biaya *Horizontal well*: US\$1,100/ft exclude R/U – R/D lump sump, *wellsite preparation*, dan *fracturing*.

Asumsi Pengembangan adalah menggunakan satu sumur vertikal dengan enam *Horizontal well*. Secara rinci dapat dilihat dalam (**Tabel III-11**) sebagai berikut:

Tabel III-11. Estimasi biaya sumur MNK.

Cost/ft Vertical	\$ 1,050.00	
Cost / ft Horizontal	\$ 1,100.00	
lumsump rig up rig down	\$ 1,000,000.00	
Well site (Dibagi 7 Well)	\$ 285,714.29	
Fracturing vertical	\$ 980,427.70	
Fracturing Horizontal (10 Stages @Well)	\$ 7,358,448.75	
Biaya Sumur Vertikal dengan Depth (ft):	8,862 = \$ 11,571,241.99	
Biaya 1 Sumur MSFHW dengan Depth (ft):	12,400 = \$ 22,284,163.04	Include Fracturing

Pengembangan sumur mencakup:

- 6 *horizontal laterals per drill pad*
- 3.000 ft *lateral length*
- 1.500 ft *lateral spacing*
- 4.500.000 ft² (0,42 km² *per well*)

Biaya fasilitas produksi mencakup biaya *equipment*, material, *prefabrication*, konstruksi, *design*, PMC, asuransi dan sertifikasi, serta kontingensi membutuhkan biaya mencapai USD730 juta. Biaya tersebut masih perlu ditambahkan biaya *land clearing* yang diperkirakan mencapai USD30,7 juta (**Tabel III-12**).

Tabel III-12. Estimasi biaya fasilitas produksi

Cost centre	Totals	Equipment	Materials	Prefabrication	Construction	Design	Project management	Insurance & certification	Contingency
Wellpad group ph1_A	17,539,000	1,294,000	2,616,000	316,000	8,378,000	1,404,000	1,092,000	151,000	2,288,000
Wellpad group ph2_A	17,539,000	1,294,000	2,616,000	316,000	8,378,000	1,404,000	1,092,000	151,000	2,288,000
Wellpad group ph1_B	17,539,000	1,294,000	2,616,000	316,000	8,378,000	1,404,000	1,092,000	151,000	2,288,000
Wellpad group ph1_C	17,539,000	1,294,000	2,616,000	316,000	8,378,000	1,404,000	1,092,000	151,000	2,288,000
Wellpad group ph2_B	17,539,000	1,294,000	2,616,000	316,000	8,378,000	1,404,000	1,092,000	151,000	2,288,000
Wellpad group ph2_C	17,539,000	1,294,000	2,616,000	316,000	8,378,000	1,404,000	1,092,000	151,000	2,288,000
CPP	389,609,000	134,287,000	68,339,000	25,386,000	66,826,000	26,499,000	14,099,000	3,354,000	50,819,000
Hub Phase 2	3,853,000	1,222,000	664,000	203,000	885,000	224,000	119,000	33,000	503,000
Hub Phase1	3,853,000	1,222,000	664,000	203,000	885,000	224,000	119,000	33,000	503,000
Condensate pipeline	7,936,000		2,319,000		3,000,000	714,000	800,000	68,000	1,035,000
Gas pipeline south	65,137,000		29,841,000		21,980,000	1,997,000	2,262,000	561,000	8,496,000
Two phase pipeline (onshore 10)	4,752,000		945,000		2,524,000	290,000	332,000	41,000	620,000
Two phase pipeline (onshore 11)	4,752,000		945,000		2,524,000	290,000	332,000	41,000	620,000
Two phase pipeline (onshore 12)	26,043,000		11,033,000		9,630,000	823,000	936,000	224,000	3,397,000
Two phase pipeline (onshore 13)	4,752,000		945,000		2,524,000	290,000	332,000	41,000	620,000
Two phase pipeline (onshore 14)	4,752,000		945,000		2,524,000	290,000	332,000	41,000	620,000
Two phase pipeline (onshore 15)	4,752,000		945,000		2,524,000	290,000	332,000	41,000	620,000
Two phase pipeline (onshore 16)	26,043,000		11,033,000		9,630,000	823,000	936,000	224,000	3,397,000
Two phase pipeline (onshore 9)	4,752,000		945,000		2,524,000	290,000	332,000	41,000	620,000
Infrastructure 1	27,510,000		19,139,000			1,609,000	1,950,000	227,000	4,585,000
CAPEX TOTALS	683,730,000	144,495,000	164,398,000	27,688,000	178,248,000	43,077,000	29,765,000	5,876,000	90,183,000
CAPEX sub total	593,547,000								
CAPEX contingency	90,183,000								
Project costs	20,512,000								
GRAND TOTAL	704,242,000								
									+ (Pipeline Puspa-KRM 12", 50km of 25,917,000 USD) = 730,159,000 USD

Biaya lain-lain yang diperhitungkan adalah:

- *Gas Operating cost* = 0.5/MSCF
- *AW* = 180 k US\$/well
- *Site restoration* = 0.1 of Capex

B. Pengembangan dan Perkiraan Produksi

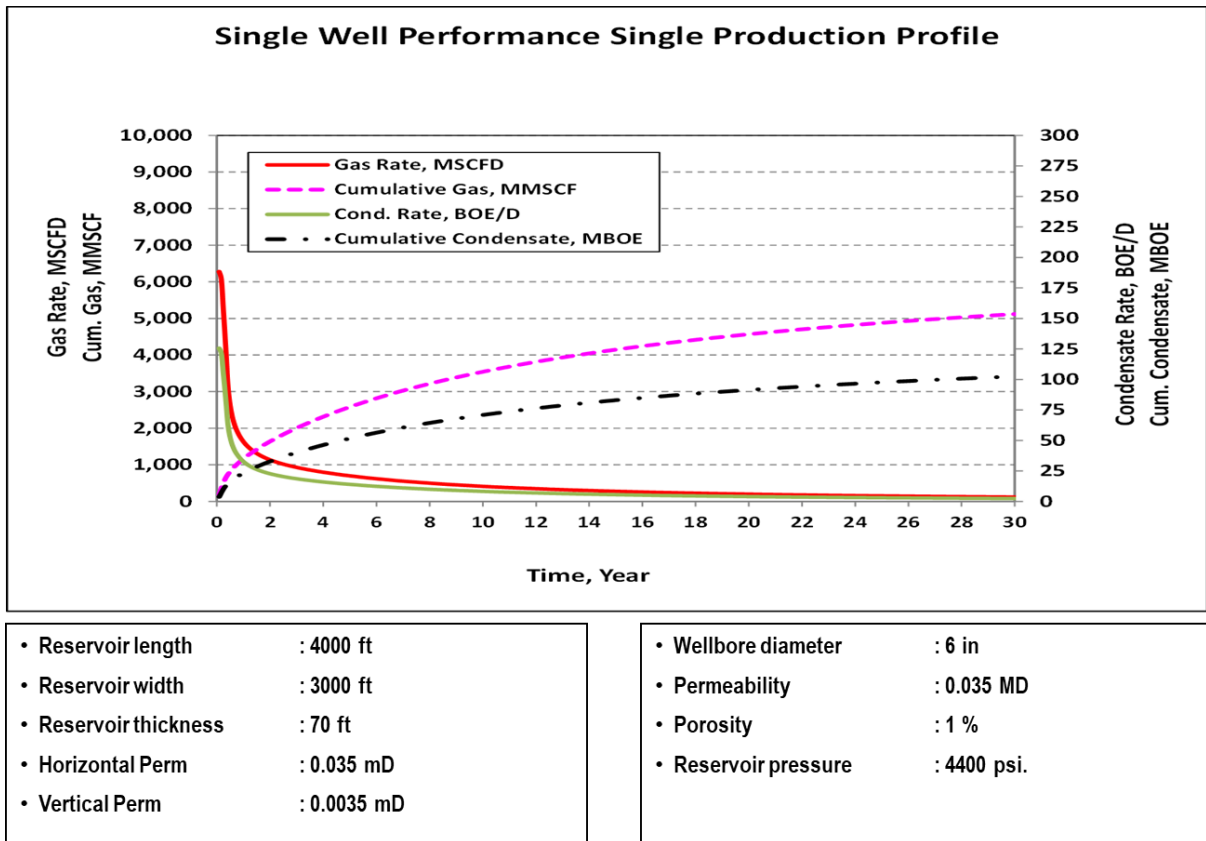
Dalam jangka waktu 9 tahun pertama kontrak MNK *Shale HC* ditandatangani, program kerja yang dijalankan yaitu kegiatan studi, pemboran dan *fracture*, serta penyusunan POD. Ditambah dengan 3 tahun sesudahnya untuk penyelesaian fasilitas produksi. Guna menjaga profil produksi, setiap tahun dilakukan pemboran sampai dengan tahun ke 25 sehingga total jumlah sumur mencapai 166 sesuai tabel di bawah (**Tabel III-13**).

Tabel III-13. Skenario pengembangan

Tahun	Core Hole	Exploration / Pilot Well	Production Well		Remarks
1					G&G Study
2					G&G Study (Repro.Seismic, etc.)
3	1				Drill 1 vertical well for coring, GGR Study
4					GGR Study
5	3	1			Drill&Frac 3 vertical wells, Drill & Frac 1 Horizontal well, GGR Study
6		1			Drill & Frac 1 Horizontal well, GGR Study
7					POD Process
8		6			Pre-drill & Frac 6 Horizontals wells+ Facilities build (Pilot)
9		6			Pre-drill & Frac 6 Horizontals wells + Facilities build(Pilot)
10			Phase 1	Phase 2	Facilities build
11					Facilities build
12					Facilities build
13			17		wells/year
14			8		wells/year
15			7		wells/year
16			15	6	wells/year
17			15	6	wells/year
18			11	6	wells/year
19				14	wells/year
20				13	wells/year
21				11	wells/year
22				11	wells/year
23				9	wells/year
24				9	wells/year
25				8	wells/year
26					wells/year
27					wells/year
28					wells/year
29					wells/year
30					wells/year

Sub Total development wells : 73 93
 Total development wells : 166

Melalui rencana pengembangan di atas, laju alir gas di awal produksi mencapai 6,3 MMSCFD kemudian mengalami penurunan tajam sejak awal tahun dan memasuki tahun ke 2 produksi mulai landai dengan laju alir 1 MMSCFD. Gas yang diproduksi juga menghasilkan kondensat dengan kumulatif produksi selama 17 tahun yaitu 90 MBOE.

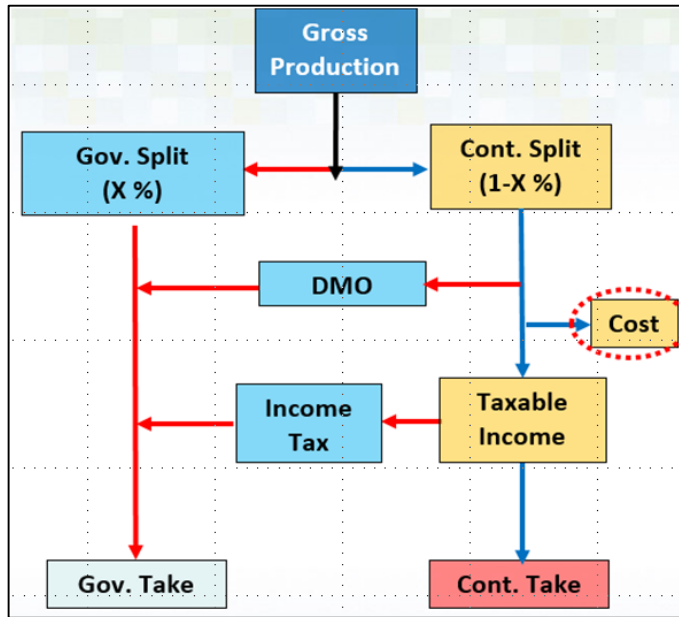


Gambar III-73. Profil produksi dengan 10 *fracture* (MSFHW)

C. Perhitungan Keekonomian

Obyektif dari perhitungan keekonomian adalah mencari nilai kelayakan proyek dengan melihat indikator keekonomian yang lazim digunakan yaitu NPV dan IRR bagi kontraktor. Setelah di atas tadi telah dijabarkan asumsi yang digunakan mencakup biaya investasi (*capital, non-capital, O&M*), profil produksi dan harga gas yang ditetapkan, maka yang tidak kalah penting adalah term dan kondisi kontrak MNK yang ditawarkan.

Perhitungan keekonomian didasarkan pada model kontrak PSC *Gross Split* sesuai Permen ESDM No 8 Tahun 2017 tentang kontrak Bagi Hasil *Gross Split* sebagaimana direvisi oleh Permen ESDM No 52 tahun 2017. Setelah diperhitungkan komponen (status lapangan, lokasi lapangan, jenis reservoir, dan lain-lain termasuk komponen progresif) yang merubah *Share Base Split*, maka diperoleh *Share* Bagian Kontraktor untuk Gas yaitu 78,5%, sedangkan untuk Minyak/ Kondensat yaitu 73,5% (**Gambar III-75**).



Gambar III-74. Skema bagi hasil Gross Split

Ringkasan perubahan split mengacu pada aturan *PSC-Gross Split*, asumsi pajak dan nilai DME disajikan pada tabel berikut (Gambar III-74):

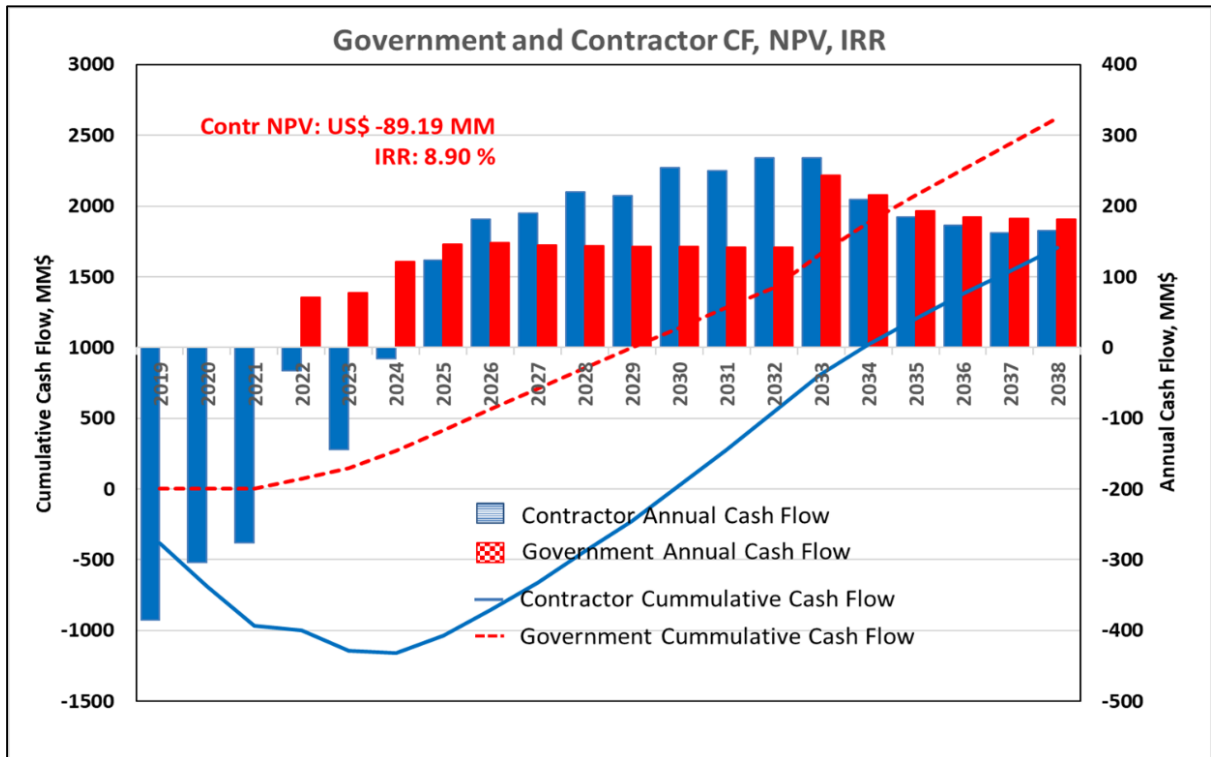
Base Split Oil		Base Split Gas	
Gov	57%	Gov	52%
Cont	43%	Cont	48%

Komponen	Parameter	Koreksi Split Cont.
Status Lapangan:	POD I	5.00%
Lokasi Lapangan:	Onshore	0.00%
Kedalaman reservoir (meter)	2515	1.00%
Infrastruktur	New Frontier Onshore	4.00%
Jenis Reservoir	Shale	16.00%
CO2	8.0%	0.50%
H2S (ppm)	2	0.00%
SG (API)	>25	0.00%
TKDN	70%	4.00%
Tahapan Produksi	Primer	0.00%
Harga Minyak Bumi (US\$/bbl)	60	6.25%
Harga Gas bumi (US\$/MMBTU)	6	2.50%
Kumulatif Produksi (MMBOE)	199.9216332	0.00%

Gas	Govt. Share	21.50%	Oil	Govt. Share	26.50%
	Contr. Share	78.50%		Contr. Share	73.50%
Additional Split (MESDM)	0% %				
OPEX Gas	0.3 USD/MSCF				
OPEX Oil	10 USD/BBL				
Gas Price	6,5	USD/MMBTU	Average Gas Price=	8.11	USD/MMBTU
Effective Tax	40%				
Discount Rate	10%				
Oil Price	60.00 USD/BBL				
Price Escalation	2% % /year		Capex escalation, %/year	2%	
OPEX Escalation	2% % /year		Capex	1945.61	
Heating Value	1000 BTU/SCF		Opex	3303.90	
DMO Vol	25% %		Expenditures	5249.51	
DMO Fee	100% %				
Cumulative Production Gas	1131 BSCF		199.9216332	MMBOE	
Cumulative Production Oil	23.95 MMSTB				

Gambar III-75. Simulasi Keekonomian MNK

Project MNK *Shale HC* memberikan nilai NPV (-) USD89,1 juta dan IRR 8,9% yaitu di bawah diskon faktor yang digunakan yaitu 10%. Komulatif *cashflow* bagi kontraktor yang dapat dianalogikan modal kembali baru tercapai pada tahun ke 15 sejak awal produksi. Indikator perhitungan keekonomian MNK *Shale* hidrokarbon dapat dilihat pada (**Gambar III-76**) sebagai berikut:

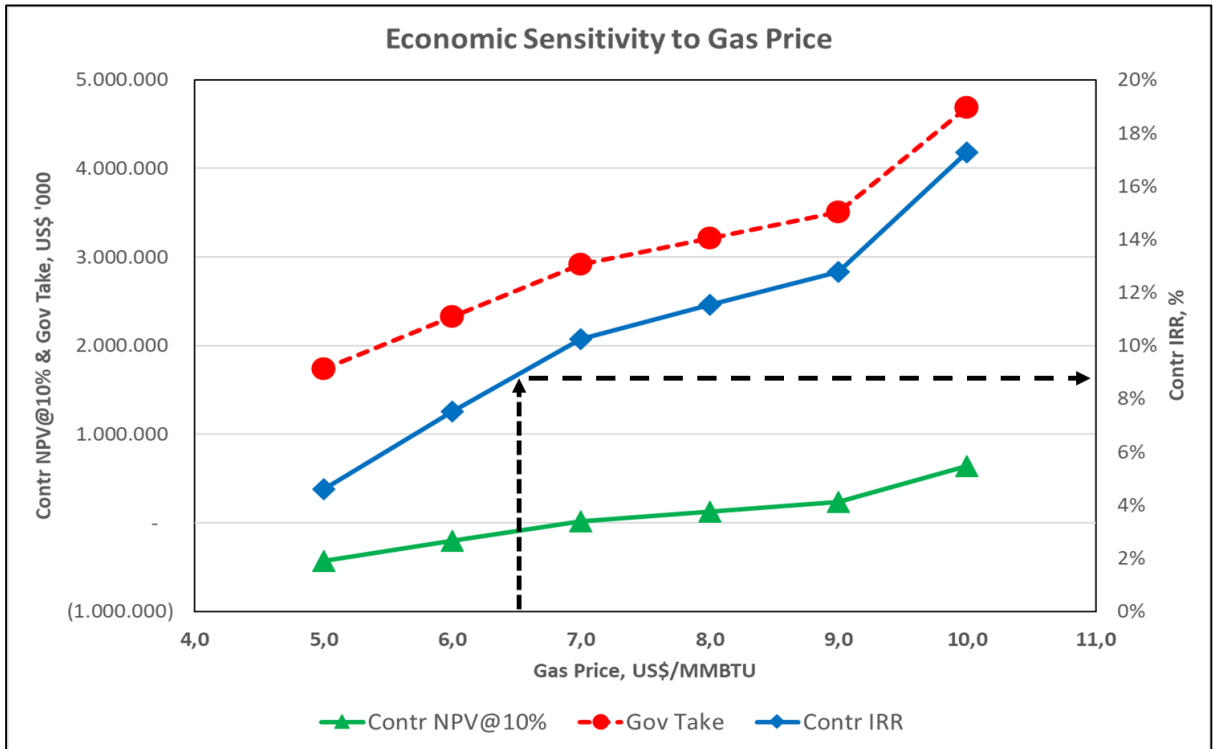


Gambar III-76. Indikator Keekonomian dan *Cashflow* Keekonomian MNK

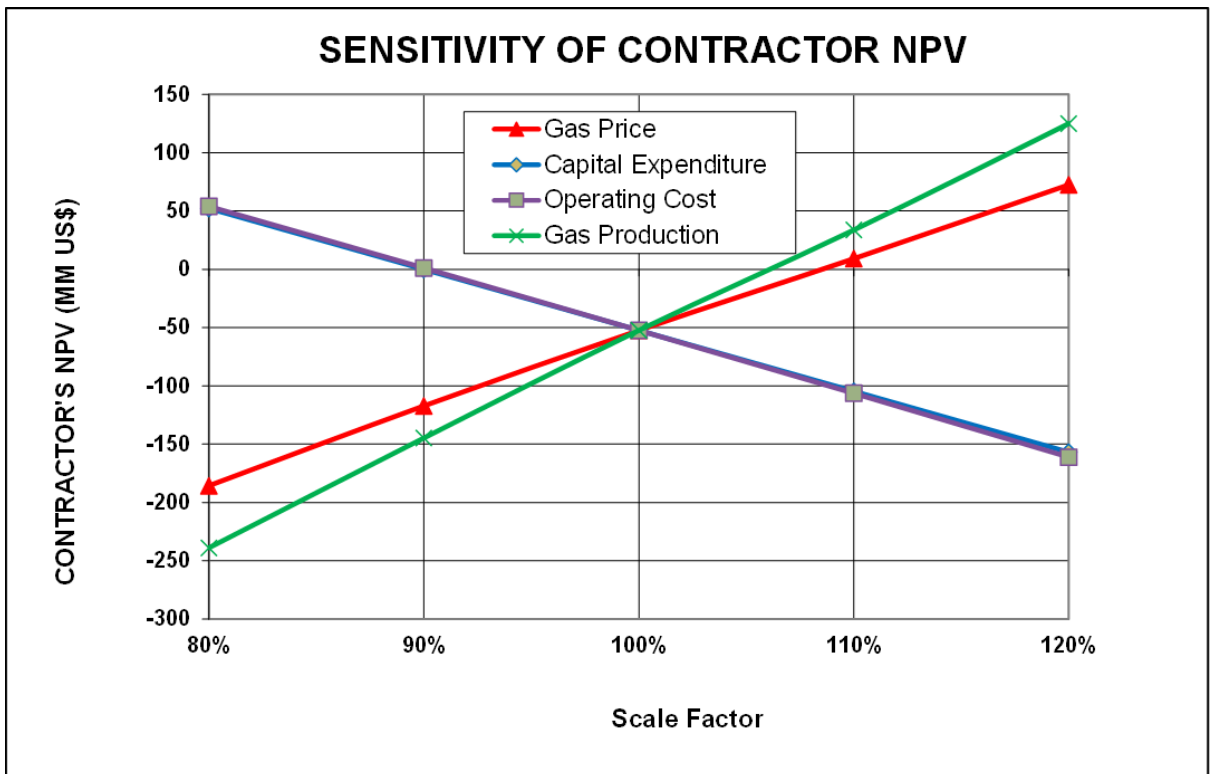
Untuk mencapai nilai keekonomian, maka harga jual gas setidaknya adalah USD7 per MMBTU dari yang sebelumnya di asumsikan USD6,5 per MMBTU (**Gambar III-77**). Tentunya saat ini harga tersebut masih kompetitif jika dibandingkan harga gas dari pengembangan lapangan gas offshore dengan kisaran harga yang sama.

Baik biaya investasi, biaya operasi, volume produksi gas maupun harga gas sama kuatnya mempengaruhi perubahan indikator ekonomi baik NPV maupun IRR. Sebagai contoh, NPV akan beranjak positif apabila volume produksi gas naik 7% dari kondisi dasar, atau salah satu biaya apakah investasi atau operasi dapat dikurangi 10% dari kondisi dasar (**Gambar III-78**). Perubahan yang sama di atas berlaku pula

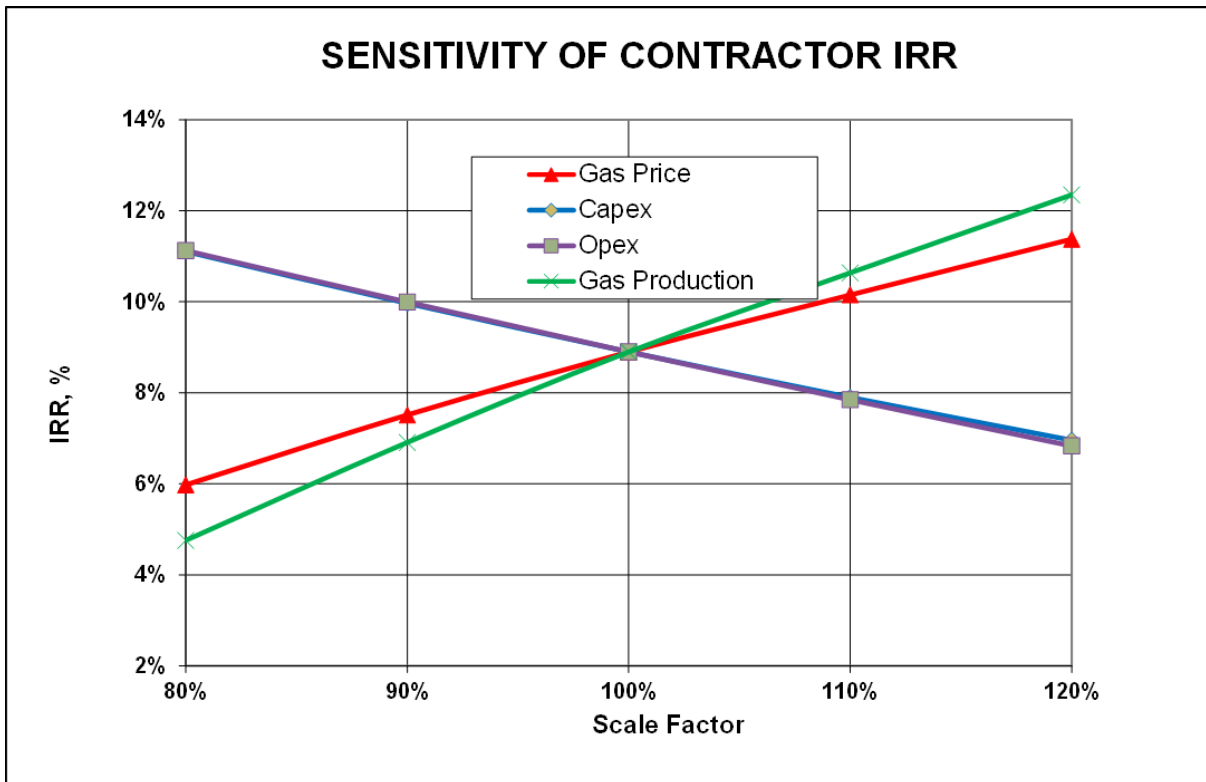
pada indicator IRR jika ditargetkan senilai diskon factor yang digunakan yaitu 10% (Gambar III-79).



Gambar III-77. Sensitifitas harga gas terhadap keekonomian GOI maupun Kontraktor



Gambar III-78. Sensitifitas terhadap perubahan NPV Kontraktor



Gambar III-79. Sensitifitas terhadap perubahan IRR Kontraktor

III.4.4. Regulasi MNK di Indonesia

Dasar hukum pengelolaan migas Indonesia:

1. Undang-undang No. 22/ 2001 tentang Migas sebagaimana telah berubah dengan Putusan MK No. 002/PUU-I/2003 tanggal 21 Desember 2004 dan dirubah kedua kalinya Putusan MK Nomor 36/PUU-X/2012 tanggal 13 November 2012
2. Peraturan Pemerintah (PP) No. 35/ 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas sebagaimana telah dirubah dengan PP No. 34/ 2005 dan dirubah kedua kalinya dengan PP 55/ 2009.
3. Peraturan Presiden No. 09/2013 tentang Penyelenggaraan Pengelolaan Kegiatan Usaha Hulu Migas.
4. Peraturan Menteri ESDM No. 35/ 2008 tentang Tata cara Penetapan dan Penawaran Wilayah Kerja Migas.
5. Peraturan Menteri ESDM No. 033/ 2006 yang kemudian disempurnakan dengan Peraturan Menteri ESDM No. 036/ 2008 tentang Pengusahaan Gas Metana Batubara.

6. Peraturan Menteri ESDM No. 05/ 2012 tentang Tata Cara Penetapan dan Penawaran Wilayah Kerja Migas Non Konvensional.
7. Hal terbaru secara regulasi adalah pada Permen 12 tahun 2020 disebutkan KKKS dapat memilih skema fiscal *gross split* atau PSC.

Berbagai kebijakan diberikan pemerintah Indonesia untuk perusahaan MNK antara lain:

1. Bagi Hasil (T&C) Kontraktor yang lebih baik daripada konvensional (bagian Kontraktor hingga >79%)
2. PJWE berlaku hingga 4 tahun setelah melewati 6 tahun pertama
3. Persyaratan POD yang lebih fleksibel
4. *Handling Production* sebelum POD
5. Penyisihan Wilayah Kerja lebih kecil (dapat dipertahankan hingga 90%)
6. Dapat mengusulkan Perubahan Bentuk Kontrak Kerja Sama dan mendapatkan penambahan split 16% untuk Kontrak GS.

Insentif dalam Materi Revisi Peraturan Menteri ESDM Tentang Tata Cara Penetapan Dan Penawaran Wilayah Kerja antara lain:

1. Penurunan nilai jaminan pelaksanaan studi bersama
2. Notifikasi terhadap wilayah kerja *existing* hanya sebatas pemberitahuan
3. Jangka waktu lelang WK diperpanjang.

BAB IV. KESIMPULAN DAN MASUKAN KEBIJAKAN

Beberapa kesimpulan dari naskah akademis penelitian percepatan eksplorasi dan eksploitasi MNK *Shale HC* 2020 antara lain:

1. Migas Non-Konvensional (MNK) *Tight Reservoir* adalah Hidrokarbon yang terbentuk dan terkekang pada batuan reservoir klastik berbutir halus dan berpermeabilitas rendah di dalam zona kematangan yang hanya ekonomis apabila diproduksi melalui pengeboran horizontal dengan menggunakan teknik stimulasi *hydraulic fracturing*.
2. Untuk memahami *unconventional plays* suatu *shale reservoir* dapat dilihat dari sisi *heterogeneity* (keragaman), *reservoir quality* dan *completion quality*. Saat ini di Indonesia masih pada tahap identifikasi keragaman *shale reservoir*.
3. Keberadaan migas pada reservoir konvensional dengan status P1 sebesar 3,8 BBO dan 77 TCF, dengan total sumber daya sebesar 16.6 BBO dan 137 TCF (SKKMIGAS 2019) di Indonesia merupakan bukti bahwa masih terdapat potensi migas jauh lebih besar pada area dapur pembentukan migas (*kitchen area*).
4. Berbagai pemangku kepentingan di Indonesia telah melakukan studi sumberdaya MNK, antara lain LEMIGAS, PHE MNK Sumatra Utara, SKKMIGAS, Badan Geologi, Universitas dan bahkan sudah dilakukan *assessment* potensi MNK Indonesia oleh *Energy Information Administration* (EIA) Amerika Serikat.
5. Total sumberdaya spekulatif *shale gas* dari 14 cekungan di Indonesia yang diterbitkan oleh Badan Geologi pada tahun 2011 sebesar 574,07 TCF.
6. Lemigas dan PHE MNK Sumatra Utara melakukan penelitian dan perhitungan sumberdaya *shale HC* pada WK MNK Sumbagut pada tahun 2017 (OGIP 23,68 TCF dan OOIP 560,36 MMBO).
7. SKK Migas bersama dengan ITB pada tahun 2015 telah melakukan studi bawah permukaan untuk menghitung sumberdaya dan analisis *sweet spot* di Cekungan Sumatra Selatan dengan hasil total gas 97,128 TCF dan minyak 54,601 BSTB.
8. Hasil *assessment* potensi MNK di Indonesia oleh *Energy Information Administration* (EIA) Amerika Serikat total sumberdaya shale gas lebih dari 303 TCF dan 234 Milyar Barel Minyak *in-place* dari lima (5) cekungan sedimen (Sumatra Tengah, Sumatra Selatan, Kutai, Tarakan dan Bintuni). Sedangkan

potensi *technically recoverable shale gas* dan *shale oil* sebesar 46 TCF gas dan 7.9 Milyar barrel *risked*.

9. Secara sistem migas (*petroleum system*) dan perbandingan sumberdaya jumlah hidrokarbon yang masih tertinggal pada reservoir non-konvensional lebih kurang delapan kali (8x) migas *recoverable* pada reservoir konvensional (USGS).
10. Berdasarkan data *reserve inventory* SKK Migas tahun 2017 dapat diketahui area-area yang memiliki potensi *recoverable resources shale HC* dengan skala raksasa antara lain:
 - Tiga (3) lapangan minyak terbesar di WK Pertamina EP adalah:
 1. PEP Asset 2 Sumatra Selatan sebesar 7.604,89 MMSTB.
 2. PEP Asset 5 Kalimantan Timur sebesar 7.190,44 MMSTB.
 3. PEP Asset 3 Jawa Barat sebesar 5.413,01 MMSTB.
 - Tiga (3) lapangan gas terbesar pada WK Pertamina EP adalah:
 1. PEP Asset 2 Sumatra Selatan sebesar 70.521,55 BSCF.
 2. PEP Asset 3 Jawa Barat sebesar 59.881,85 BSCF.
 3. PEP Asset 5 Kalimantan Timur sebesar 15.843,66 BSCF.
 - Tiga (3) lapangan minyak terbesar di luar WK Pertamina EP adalah:
 1. Rokan, Riau sebesar 104.081,31 MMSTB.
 2. CPP, Riau sebesar 6.438,27 MMSTB.
 3. North Sumatra sebesar 6.074,32 MMSTB.
 - Tiga (3) lapangan gas terbesar pada WK Pertamina EP adalah:
 1. North Sumatra sebesar 116.071,76 BSCF.
 2. Sanga-Sanga, Kaltim sebesar 104.235,28 BSCF.
 3. Koridor, Sumatra Selatan sebesar 76.430,01 BSCF.
11. Tatanan tektonik geologi Amerika Serikat (*Stabel continent*) berbeda dengan Indonesia (*Active Margin*, cenderung lebih kompleks daripada di Amerika) menyebabkan *learning curve* MNK di Amerika Serikat saat ini tidak dapat diaplikasikan secara langsung di Indonesia.
12. Keberhasilan MNK di Amerika melalui fase pembelajaran yang sangat panjang, oleh karena itu Indonesia harus mempersingkat waktu pembelajaran MNK sesuai dengan kondisi geologi dan sosial di Indonesia, salah satunya dengan menggunakan transformasi digital dan *machine learning* pada serangkaian penelitian yang terpadu.

13. Aspek geomekanik di Indonesia masih merupakan tantangan faktor penting dalam keberhasilan operasional pemboran dan fracking MNK. Bahkan di Amerika Serikat yang sudah lama dan menggunakan teknologi terkini masih menghadapi 40% kegagalan produksi. Terkait dengan hal tersebut data geomekanik belum banyak mewakili kondisi *stress* bawah permukaan di Indonesia.
14. Perbandingan karakteristik formasi *Shale HC* di Indonesia dengan Amerika Serikat dengan sejumlah di Indonesia berdasarkan data yang ada pada saat ini antara lain:
- Umur dari Formasi Shale HC di Indonesia adalah Tersier sedangkan di Amerika Serikat berumur Paleozoikum.
 - Kedalaman sumur di Indonesia berkisar antara 8196,5' sampai dengan 15270' sedangkan di Amerika Serikat antara 4000' sampai 11550'.
 - Variasi TOC di Indonesia secara umum lebih kecil (0,7– 3,7) dari pada TOC di Amerika Serikat.
 - Tantangan terbesar *fracking* di Indonesia adalah batuan shale yang lembek. Berdasarkan data Young Modulus dari contoh batuan yang ada sangat kecil (0,145 -1,1 mpsi), sedangkan di Amerika Serikat berkisar antara 2 sampai 5 mpsi.
 - Data *poison ratio shale* di Indonesia berkisar dari 0,1 sampai 0,35 sedangkan di Amerika Serikat berkisar antara 0,18 sampai 0,27.
 - Data *pressure gradient shale* di Indonesia berkisar dari 0,54 sampai 1,02 sedangkan shale di Amerika Serikat berkisar dari 0,45 sampai 0,85.
15. Berdasarkan data perbandingan karakteristik Formasi *Shale HC* di Indonesia dan Amerika Serikat, terdapat beberapa hal yang perlu diperhatikan dalam desain pemboran *shale HC* di Indonesia antara lain:
- *High reservoir temperature (> 300 degF)*
 - *High in-situ stresses (strike-slip stress regime)*
 - *Height growth as there is no stress barrier for fracturing*
 - *Low young modulus value (~ 1 Mpsi)*
 - *High surface and bottomhole pumping pressure*
16. Pada aspek sosial dan lingkungan, beberapa hal yang harus diperhatikan pelaksanaan *pilot project MSFHW* antara lain:

- Pemahaman bersama dari seluruh *stakeholder* mengenai *pilot project* MSFHW terutama dari pihak pengawasan bahwa membangun *learning curve* diperlukan biaya yang tinggi, penelitian yang massif, waktu yang tidak sebentar dan ketidakpastian hasil riset di awal era perusahaan MNK (bandingkan dengan sejarah MNK di Amerika yang panjang).
 - Keamanan untuk menunjang operasional pemboran dan *fracking*.
 - Kesiapan penyediaan teknologi yang efisien untuk *pilot project* MSFHW.
 - Kesiapan dukungan lingkungan untuk penyediaan air injeksi.
17. Berbagai kebijakan diberikan pemerintah Indonesia untuk perusahaan MNK antara lain:
- Bagi Hasil (T&C) Kontraktor yang lebih baik daripada konvensional (bagian Kontraktor hingga >79%)
 - PJWE berlaku hingga 4 tahun setelah melewati 6 tahun pertama
 - Persyaratan POD yang lebih fleksibel
 - *Handling Production* sebelum POD
 - Penyisihan Wilayah Kerja lebih kecil (dapat dipertahankan hingga 90%)
 - Dapat mengusulkan Perubahan Bentuk Kontrak Kerja Sama dan mendapatkan penambahan split 16% untuk Kontrak GS.
18. Insentif dalam Materi Revisi Peraturan Menteri ESDM Tentang Tata Cara Penetapan Dan Penawaran Wilayah Kerja antara lain:
- Penurunan nilai jaminan pelaksanaan studi bersama
 - Notifikasi terhadap wilayah kerja *existing* hanya sebatas pemberitahuan
 - Jangka waktu lelang WK diperpanjang.
19. Biaya pemboran satu sumur horizontal merupakan salah satu parameter yang sangat berpengaruh terhadap keekonomian MNK *Shale HC* dengan *Term & Condition* saat ini. Biaya pemboran MSFHW di Indonesia (MMUS\$22 per sumur) jauh lebih mahal jika dibandingkan dengan biaya sumur horizontal di MNK *Shale HC* yang sudah proven di luar negeri (MMUS\$6,3 per sumur horizontal). Parameter ini sangat mempengaruhi keekonomian pengembangan MNK *Shale HC*.

20. Hasil studi saat ini menunjukkan proyek tidak komersial dengan *Terms & Conditions* saat ini, sehingga diperlukan perubahan T&C yang menarik sehingga akan mempercepat kegiatan pengembangan MNK *Shale HC* di Indonesia.
21. Produksi harga gas paling sensitif terhadap keekonomian selain *capex*, oleh karena itu diperlukan insentif berupa *Split* (SS) yang menarik bagi kontraktor, sehingga akan mempercepat kegiatan pengembangan MNK *Shale HC* di Indonesia. Diperlukan beberapa opsi model kontrak yang mampu memberikan keekonomian yang menarik bagi industri untuk berinvestasi di MNK *Shale HC* di Indonesia.
22. Obyektif dari perhitungan keekonomian nantinya adalah mencari nilai kelayakan proyek dengan melihat indikator keekonomian yang lazim digunakan yaitu *Net Present Value (NPV)* dan *Internal Rate of return (IRR)* bagi kontraktor.
23. Apapun bentuk kontraknya baik PSC atau *Gross Split* bukan menjadi masalah, yang paling penting adalah dukungan pemerintah pada saat awal produksi (komersialisasi) yang dirasa memberatkan pengusaha karena investasi besar namun reventuennya masih sangat kecil.
24. Dibutuhkan investasi yang sangat besar pada MNK *Shale* hidrokarbon, sehingga *share* pemerintah seyogyanya kecil atau “no” pada awal komersialisasi dan meningkat sejalan dengan semakin besarnya produksi kumulatif tahunan.

Rekomendasi strategis yang diusulkan untuk membuktikan cadangan migas dari *shale HC* antara lain:

1. Melakukan studi aspek geomekanik sebelum pelaksanaan kegiatan pemboran sumur pilot *Multi-Stage Fractured Horizontal (MSFH)*.
2. Melakukan pemboran sumur pilot *Multi Stage Fractured Horizontal (MSFH)* secara kolektif pada 8 (delapan) cekungan produktif/ prolific sebagai penugasan negara kepada Pertamina selaku perusahaan migas nasional.
3. Dalam rangka percepatan eksplorasi dan eksploitasi MNK di Indonesia, perlu dilakukan revisi terhadap Permen MESDM N0.05 Tahun 2012 agar lebih menarik bagi investor.

Daftar Pustaka

- Holditch, S.A., and Chianelli, R.R., 2008, Factors that will influence oil and gas supply and demand in the 21st century: MRS Bulletin, v. 33, 10 p.
- Meyer, P.K., 2012, Shale source rocks a game-changer due to 8-to-1 resource potential, Oil and Gas Journal 110(5):72-74
- Price, L.C., 1999, Origins and characteristics of the basin-centered continuous-reservoir unconventional oil resource base of the Bakken source system, Williston Basin: unpublished manuscript: www.undeerc.org/ Price
- LEMIGAS. 2017, Laporan Pelaksanaan Kegiatan Pengembangan Migas Non-Konvensional di Indonesia, Triwulan III Tahun 2017. Unpublished report.
- Waples D.W., 1985. Geochemistry in Petroleum Exploration, International Human Resources Development Co., Boston, 232 h.
- Meissner, F.F., 1978, Petroleum geology of the Bakken Formation Williston Basin, North Dakota and Montana, in D. Rehg, ed., 1978 Williston Basin Symposium: Montana Geological society, Billings, Montana, p. 207-227.
- Bustin AMM, Bustin RM, 2012. Importance of rock properties on the producibility of gas shales. Int J Coal Geol. 2012; 103:132–47.
- Zhang, H., Shi, JT. & Li, XF. Optimization of shale gas reservoir evaluation and assessment of shale gas resources in the Oriente Basin in Ecuador. *Pet. Sci.* **15**, 756–771 (2018).
- Curtis, J.B., and David G., 2008. *Hill: Realities of Shale Gas Resources: Yesterday, Today and Tomorrow. Geology and Geological Engineering, Colorado School of Mines, Golden, CO, EnCana Oil and Gas (USA), Inc., Denver, CO*
- Song Y. Li Z., Jiang L., et al., 2015. The Concept and the accumulation characteristics of unconventional hydrocarbon resources. *Pet Sci.* 2015:12(4):563-72.
- King, G.E.: "Thirty Years of Shale Gas Fracturing: What Have We Learned?," SPE 133456, Presented at the 2010 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, September 20-23, 2010.
- Mathieson, D., Meehan, D. N., & Potts, J. (2019, March 15). The End of Petroleum Engineering as We Know It. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/194746-MS.
- Wang, F. P. dan Gale, J. (2009): Screening criteria for shale-gas systems. Gulf Coast Association of Geological Societies 58th Annual Convention, 27- 29 September, Shreveport, LA.

- Jarvie, D.M., R.J. Hill, T.E. Ruble, and R.M. Pollastro, 2007, Unconventional shale-gas systems; the Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment, in R.J. Hill, and D.M Jarvie, (authors), Special Issue; Barnett Shale: AAPG Bulletin, v. 91/4, p. 475-499.
- Zoback, M. D., 2007. Reservoir Geomechanics, University Press, Cambridge.
- Fossen, H., 2010. Structural Geology. Published in the United States of America by Cambridge University Press, New York.
- Passey, Q.R., K.M. Bohacs, W.L. Esch, R.E. Klimentidis, and S. Sinha, 2010, From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir – geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs: SPE 131350, 29 p. Web accessed 18 June 2012.
- Farrokhrouz M and M.R. Asef., 2013. Shale Engineering; Mechanics and Mechanisms. CRC Press, by Taylor & Francis Group, LLC.
- Slatt R.M, Abaousleiman Y., 2011. *Multy Scale Brittle Ductite Couplets in Unconvetional Shale Gas Merging Sequence Stratigraphy and Geomecanics*. AAPG, Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas USA.
- Advanced Resources International, Inc., “Assessment of CO₂ Sequestration and ECBM Potential of U.S. Coalbeds”, Topical Report, DOE Contract No. DE-FC26-00NT40924, February, 2003.
- Doust, H. and Noble, R.A., (2008): Petroleum system of Indonesia, Marine and Petroleum Geology, Vol. 25, p. 103–129
- Elamri, Samir., 2017. New Insights in the Evaluation of Reserves of Selected Wells of the Pletmos Basin, Offshore South Africa , AAPG/SPE, March 2017

LAMPIRAN

**(Data Hasil Analisis Geokimia dan Polen dari Perconto Lapangan di
Cekungan Sumatera Tengah dan Ombilin)**

Table-1

TOC AND PYROLYSIS ROCK EVAL DATA

Field Samples

Location : Central Sumatera

No.	Formation	Sample No.	Sample Type	Analysed Lithology	TOC (%)	S1	S2	S3	PY	S2/S3	PI	Tmax (°C)	HI	OI
						mg/g								
1	0.66	RS 13-A	OC	Coal, blk, vitreous	71.64	3.03	270.61	0.94	273.64	287.88	0.01	423	378	1
2	0.66	RS 13-B	OC	Clyst, red.brn, hd	2.03	0.07	0.67	0.18	0.74	3.72	0.09	596	607	9
3	Barren	RS 17	OC	Sh, dkgy, hd	0.16	0.12	0.91	0.16	1.03	5.69	0.12	605	555	98
4	0.63	OC 5	OC	Coaly Sh, dkgy/blk-blk, loc.coated vitreous coal fragments	42.85	2.15	158.84	1.97	160.99	80.63	0.01	411	371	5

Remarks :

OC : Outcrop

TOC : Total Organic Carbon

S1 : Amount of Free Hydrocarbon

S2 : Amount of Hydrocarbon released from kerogen

S3 : Organic Carbon Dioxide

PY : Amount of Total Hydrocarbons = (S₁ + S₂)

PI : Production Index = (S₁ / S₁ + S₂)

Tmax : Maximum Temp.(°C) at the top of S₂ peak

** : Erroneous Tmax Readings due to Lack of S₂

HI : Hydrogen Index = (S₂/TOC) x 100

OI : Oxygen Index = (S₃/TOC) x 100

NDP : No Determination Possible

Notes : Beberapa sample (High Tmax) kemungkinan diambil di daerah : 'tight structure'/local heating, meta sedimen atau dekat daerah intrusi ?

Table-2

VITRINITE REFLECTANCE DATA**Surface Samples****Location : Central Sumatera**

No.	Formation	Sample No.	Sample type	Lithology	Vitrinite Reflectance									Remarks
					Distribution of Ro% Values									
					Cavings/Suppressed			Insitu			Reworked / Oxidized			
					# R	Range	Mean	# R	Range	Mean	# R	Range	Mean	
1		RS 13-A	OC	Coal, blk, vitreous				31	0.57 - 0.76	0.66	2	0.84 - 0.84	1	
2		RS 13-B	OC	Clyst, red.brn, hd										Barren
3		RS 17	OC	Sh, dkgy, hd										Barren
4		RS 20	OC	Clyst, gy, slty										Barren
5		OC 5	OC	Coaly Sh, dkgy/blk-blk, loc.coated vitreous coal fragments				25	0.55 - 0.69	0.63				
6		OC 9	OC	Clyst, gy-med.dkgy										Barren
7		OC 10	OC	Clyst, med gy-gy										Barren

Notes

OC : Outcrop

NDP : No Determination Possible

R : Number of Readings

Barren : No or Very Poor Vitrinite/and or No Measurable Vitrinite

