

FAKTOR-FAKTOR YANG MEMENGARUHI PENERIMAAN PAJAK PENGHASILAN MINYAK BUMI DAN GAS ALAM

Randika Putra Metly,
Direktorat Jenderal Pajak

ABSTRACT

The purpose of this research is to determine the factors that influence the petroleum dan natural gas income tax in the production sharing contract. Tests were carried out using 450 observations of petroleum production KKKS and 401 observations of natural gas production KKKS for for the period 2010-2016. Multiple linear regression of panel data using a random effect model on petroleum production KKKS shows that (1) cost recovery and (2) KKKS size have a negative effect, (3) first tranche petroleum, (4) lifting, (5) price and (6) Rupiah exchange rate against USD has a positive effect on petroleum income tax revenue. In Natural Gas Production KKKS, the variables (1) cost recovery and (2) KKKS size have a negative effect, (3) first tranche petroleum and (4) lifting has a positive effect on natural gas income tax revenue.

Keywords: petroleum income tax; natural gas income tax; production sharing contract

ABSTRAK

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menguji faktor-faktor yang memengaruhi penerimaan PPh minyak bumi dan gas alam pada *production sharing contract*. Pengujian dilakukan menggunakan 450 observasi KKKS produksi minyak bumi dan 401 observasi KKKS produksi gas alam periode tahun 2010-2016. Regresi linear berganda data panel menggunakan model *random effect* pada KKKS produksi minyak bumi menunjukkan variabel (1) *cost recovery* dan (2) ukuran KKKS berpengaruh negatif, (3) *first tranche petroleum*, (4) *lifting*, (5) harga dan (6) nilai tukar Rupiah terhadap USD berpengaruh positif terhadap penerimaan PPh minyak bumi. Pada KKKS produksi gas alam, variabel (1) *cost recovery* dan (2) ukuran KKKS berpengaruh negatif, (3) *first tranche petroleum* dan (4) *lifting* berpengaruh positif terhadap penerimaan PPh gas alam.

Kata kunci: PPh minyak bumi, PPh gas alam, *production sharing contract*

Klasifikasi JEL: H27; H25

1. PENDAHULUAN

Menurut pasal 33 ayat (2) dan (3) Undang-Undang Dasar Tahun 1945, negara memiliki hak menguasai sumber daya alam yang menyangkut hajat hidup orang banyak. Pasal tersebut menjadi dasar kekuasaan penuh negara dalam pengelolaan sumber daya alam (*state property*). Salah satu kegiatan pengelolaan sumber daya alam adalah kegiatan usaha di bidang hulu minyak dan gas yang terdiri dari kegiatan eksplorasi dan produksi. Kegiatan usaha hulu migas merupakan kegiatan dengan risiko tinggi yang memerlukan modal dan teknologi berbiaya besar sedangkan kemampuan yang dimiliki Pemerintah terbatas, berdasarkan hal tersebut disusunlah suatu bentuk kerja sama antara Pemerintah dan Kontraktor pada kegiatan usaha hulu migas yang saat ini dikenal dengan nama *Production Sharing Contract* (PSC).

Tata kelola sektor hulu migas di Indonesia terkait erat dengan implementasi *Production Sharing Contract* (PSC) dengan mekanisme *cost recovery* (CR) atau pengembalian biaya operasi yang dikeluarkan Kontraktor oleh Pemerintah sebagai pengurang pada perhitungan bagi hasil migas. Pasal 31 D Undang-Undang Nomor 36 Tahun 2008 tentang Pajak Penghasilan menyatakan ketentuan mengenai perpajakan bagi bidang usaha pertambangan minyak dan gas bumi diatur dengan atau berdasarkan Peraturan Pemerintah. Pasal ini menunjukkan pentingnya perpajakan migas khususnya di Indonesia, yang mana pengaturan lebih khusus diatur melalui Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010 tentang Biaya Operasi Yang Dapat Dikembalikan dan

Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi sebagaimana terakhir diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 27 Tahun 2017.

Nakhle (2008: 6) menyatakan negara penghasil minyak bumi dan gas alam menghadapi tantangan dalam mendesain sistem perpajakan yang memenuhi 2 (dua) tujuan fundamental, yaitu menjamin pembagian pendapatan yang adil sekaligus memberikan insentif yang memadai untuk mendukung investasi migas. Lubiantara (2012: 5) menjelaskan 4 (empat) faktor yang membedakan industri migas dari industri lainnya diantaranya (1) lamanya waktu antara pengeluaran dengan pendapatan, (2) keputusan dibuat dengan risiko atau ketidakpastian yang tinggi serta melibatkan penggunaan teknologi canggih, (3) usaha hulu migas memerlukan biaya modal yang relatif besar, (4) menjanjikan keuntungan yang besar sebanding dengan risiko yang dihadapi. Pudyantoro (2014: 74) menyatakan beberapa risiko pada bisnis hulu migas antara lain berupa risiko sumber daya, risiko kontraktual, risiko teknik, risiko perubahan politik serta peraturan, dan risiko fluktuasi perekonomian makro dan global.

Badan Pemeriksa Keuangan (BPK) dalam Ikhtisar Hasil Pemeriksaan Semester I Tahun 2016 mengungkapkan banyak biaya yang tidak berkaitan langsung dengan kegiatan hulu migas yang dimasukkan ke dalam perhitungan *cost recovery* KKKS sehingga besarnya cenderung semakin meningkat setiap tahunnya dan berakibat tergerusnya penerimaan negara dari bagi hasil migas. Laporan tahunan Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas) tahun 2016 menunjukkan total *cost recovery* tahun 2016 adalah sebesar US\$ 11,99 milyar atau setara 48,90% total *gross revenue* migas yang sebesar US\$ 24,52 milyar. Implikasi dari besarnya CR yang ditanggung Pemerintah menyebabkan penerimaan negara tahun 2016 dari sektor hulu migas termasuk PPh migas menjadi sebesar US\$ 9,42 milyar atau 38,42% *gross revenue*, jauh lebih kecil jika dibandingkan penerimaan KKKS yang sebesar 61,58%.

Berdasarkan data yang diolah dari laporan tahunan SKK migas tahun 2013 sampai dengan 2016, jumlah investasi sektor migas terus mengalami penurunan. Tahun 2016 total investasi mencapai US\$ 11.586 juta, turun 24,47% dari tahun sebelumnya dan menjadi jumlah investasi paling kecil dalam 7 (tujuh) tahun terakhir. Laporan Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) tahun 2010-2014 menunjukkan dari 71 KKKS yang berstatus produksi, rata-rata 64,23% dari jumlah KKKS tersebut yang berkontribusi terhadap penerimaan PPh migas. Persentase kontribusi KKKS tersebut menunjukkan masih adanya kemungkinan untuk mengoptimalkan penerimaan PPh dari kegiatan sektor hulu minyak dan gas karena jumlah KKKS yang belum berkontribusi terhadap penerimaan PPh migas mayoritas dikarenakan tidak adanya *equity to be split* (ETBS) akibat besarnya CR.

Penelitian tentang faktor-faktor yang memengaruhi penerimaan sektor migas, telah dilakukan oleh beberapa peneliti, diantaranya Aini (2015); Allaeindo (2015); Hill (2003); Ogbonna dan Ebimobowei (2012); Seftyandra (2013); Sinaga (2010). Hill (2003) meneliti faktor-faktor yang memengaruhi penerimaan pajak dari produksi minyak bumi di Laut Utara Inggris. Sinaga (2010) meneliti pengaruh variabel-variabel makroekonomi terhadap penerimaan pajak di Indonesia tahun 1984-2007.

Ogbonna dan Ebimobowei (2012) meneliti pengaruh variabel makroekonomi terhadap penerimaan minyak dan gas di Nigeria. Seftyandra (2013) meneliti pengaruh harga, *cost recovery*, dan produksi terhadap PNB migas. Aini (2015) meneliti hubungan *cost recovery*, *lifting*, dan harga terhadap penerimaan PPh migas. Allaeindo (2015) meneliti pengaruh 9 (sembilan) variabel terhadap PNB migas selama periode 2010-2014.

Selain itu terdapat penelitian spesifik atas faktor yang memengaruhi penerimaan migas, diantaranya (1) harga minyak mentah oleh Adamu (2015); Benedictow et al. (2013); Boyer dan Fillion (2007); Dayanandan dan Donker (2011); Diaz et al. (2016); El-Sharif et al. (2005); El Anshasy dan Bradley (2012); Faff dan Brailsford (1999); Kang et al. (2017); McSweeney dan

Worthington (2008); Oberndorfer (2009); Park dan Ratti (2008); Pirog (2012); Ramos dan Veiga (2011); Sadorsky (1999). (2) Ukuran perusahaan oleh Dayanandan dan Donker (2011); Kretzschmar et al. (2008); Kumar Bhaskaran dan K Sukumaran (2016); Narayan dan Sharma (2011); Sadorsky (2008); Sanusi dan Ahmad (2016). (3) Tingkat inflasi oleh Casassus et al. (2010); Salisu et al. (2017); Sek et al. (2015) (4) Nilai tukar mata uang dari Clements et al. (2008); Sadorsky (2001).

Penelitian terhadap faktor-faktor yang memengaruhi penerimaan PPh minyak dan gas didasari fakta bahwa kontribusi kegiatan hulu migas masih signifikan baik sebagai sumber penerimaan yang berkontribusi 5,15% dari penerimaan negara dan hibah di tahun 2016 maupun penggerak perekonomian melalui PDB hulu migas tahun 2016 yang sebesar 3,3 % PDB Nasional ekuivalen dengan US\$ 23,7 miliar. Penelitian mengenai faktor-faktor yang memengaruhi penerimaan PPh minyak bumi dan gas alam masih perlu dilakukan karena penelitian terdahulu masih bersifat umum dan belum mencakup variabel makroekonomi seperti inflasi dan nilai tukar Rupiah terhadap USD, maupun variabel kontrak PSC seperti *first tranche petroleum, domestic market obligation*, dan *equity to be split*. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menguji faktor-faktor yang memengaruhi penerimaan PPh minyak bumi dan PPh gas alam.

Pengaruh *Cost Recovery* Terhadap Penerimaan PPh Minyak Bumi dan Gas Alam

Berdasarkan telaah peraturan perundang-undangan di bidang minyak bumi dan gas alam serta alur bagi hasil PSC dapat disimpulkan penerimaan negara baik dari bagi hasil migas maupun pajak penghasilan minyak bumi dan gas alam dipengaruhi oleh *gross revenue* (GR) pada suatu periode dikurangi dengan pengembalian biaya yang dikeluarkan Kontraktor. Biaya yang dikeluarkan kontraktor tersebut dapat dikembalikan oleh pemerintah (*cost recovery* atau *cost oil*). GR setelah dikurangi dengan besaran CR akan menghasilkan nilai *equity to be split* (ETBS) atau *profit oil* yang akan dibagi antara Pemerintah dan KKKS.

Penelitian dari Feng et al. (2014) meneliti perbandingan penerimaan dan investasi pada *production sharing contract* dan *risk service contract*, hasil penelitiannya menunjukkan besaran biaya operasi (*cost oil*) memberikan efek negatif terhadap penerimaan Negara dan sebaliknya memberikan efek positif terhadap besaran investasi oleh perusahaan minyak dan gas. Hasil yang sama juga dikemukakan oleh Fan dan Zhu (2010); Gaspar Ravagnani et al. (2012); Guo et al. (2016); Zhu et al. (2015). Fan dan Zhu (2010) meneliti keputusan investasi perusahaan minyak dan gas Tiongkok di Indonesia, mengemukakan beberapa faktor yang menjadi pertimbangan investasi diantaranya harga, biaya investasi, cadangan minyak dan gas, *cost oil limit* (biaya produksi), perpajakan, nilai tukar mata uang, dan kondisi ekonomi yang ditunjukkan melalui tingkat inflasi. Dua penelitian tersebut menyatakan semakin besar *cost oil limit* akan memberikan efek positif terhadap penerimaan perusahaan, dan sebaliknya berpengaruh negatif pada penerimaan dari negara pemilik sumber daya. Gaspar Ravagnani et al. (2012) menyatakan rata-rata batasan *cost recovery* pada kontrak PSC di dunia adalah sebesar 60-65% dari *gross revenue*. Guo et al. (2016) meneliti tentang pengaruh faktor teknis berupa (1) kondisi geologi, (2) kualitas minyak, (3) kondisi geografi dan (4) pengaruh faktor ekonomi yang meliputi ketentuan kontrak dan kondisi investasi. Menggunakan model *Adjusted Concept Reserves* (ACR) menyatakan *cost recovery limit* berpengaruh positif terhadap pengembalian investasi Kontraktor.

Hvozdyk dan Mercer-blackman (2010) meneliti faktor-faktor yang memengaruhi investasi pada 102 perusahaan minyak dan gas selama tahun 1993-2007, menyatakan semakin kecil cadangan minyak, maka akan semakin besar biaya yang dikeluarkan untuk eksplorasi maupun produksi. Ghandi dan Lin Lawell (2017) meneliti penerimaan dan risiko yang dihadapi perusahaan minyak dan gas internasional (IOC) pada kontrak minyak dan gas di Iran dan menyatakan biaya operasi dan pemeliharaan yang tinggi akan mengurangi penerimaan dari IOC

dan merupakan salah satu faktor risiko utama pada kontrak jasa maupun PSC. Aini (2015) menyatakan *cost recovery* berpengaruh negatif dan signifikan terhadap penerimaan PPh minyak dan gas. Seftyandra (2013) dan Allaeindo (2015) menunjukkan *cost recovery* berpengaruh negatif terhadap penerimaan PNBPN migas tahun 2001-2011 dan 2010-2014. Berdasarkan penjelasan di atas, hipotesis yang dapat dikemukakan adalah:

H1: Tingkat *cost recovery* berpengaruh negatif terhadap tingkat penerimaan PPh minyak bumi.

H9: Tingkat *cost recovery* berpengaruh negatif terhadap tingkat penerimaan PPh gas alam.

Pengaruh FTP Terhadap Penerimaan PPh Minyak Bumi dan Gas Alam

Pasal 9 ayat (2) PP 79 Tahun 2010 menyebutkan penghasilan KKKS dalam rangka kontrak bagi hasil meliputi (1) nilai realisasi minyak dan atau gas bumi bagian Kontraktor dari *equity share*, (2) *FTP share* KKKS, (3) minyak dan/atau gas bumi dari pengembalian biaya operasi, (4) pemberian insentif, (5) dikurangi nilai realisasi penyerahan DMO, (6) ditambah imbalan DMO, dan (7) ditambah varians harga atas *lifting*. *FTP share* KKKS dapat didefinisikan sebagai bagian tertentu dari *FTP share* yang menjadi bagian Kontraktor sesuai dengan persentase bagi hasil dalam kontrak.

Sama halnya dengan ketentuan pasal 9 ayat (2) PP 79 tahun 2010, Johnston (2007: 73), Lubiantara (2012: 60-65), dan Pudyantoro (2014: 238) menunjukkan *FTP share* KKKS merupakan bagian dari penghasilan kena pajak. Allaeindo (2015) menyimpulkan tingkat *FTP* bagian Pemerintah berpengaruh positif dan signifikan terhadap penerimaan PNBPN migas. Hipotesis yang dapat dikemukakan adalah:

H2: tingkat *FTP* berpengaruh positif terhadap tingkat penerimaan PPh minyak bumi.

H10: tingkat *FTP* berpengaruh positif terhadap tingkat penerimaan PPh gas alam.

Pengaruh *Lifting* Minyak Bumi dan Gas Alam Terhadap Penerimaan PPh Minyak Bumi dan Gas Alam

Fan dan Zhu (2010) serta Zhu et al. (2015) menunjukkan perusahaan yang memiliki produksi lebih besar akan berpeluang untuk menghasilkan penerimaan yang lebih besar. Feng et al. (2014) menunjukkan harga minyak yang tinggi memicu produksi yang lebih tinggi. Ketika harga minyak naik, perusahaan minyak bumi pada kontrak PSC akan meningkatkan produksi untuk mendapatkan lebih banyak penerimaan. Hasil yang sama juga ditunjukkan oleh Hill (2003). Penelitian dari Aini (2015) menunjukkan *lifting* minyak bumi dan gas alam berpengaruh positif dan signifikan terhadap penerimaan pajak penghasilan minyak dan gas, karena *lifting* akan memengaruhi besaran *gross revenue* yang setelah dikurangi faktor pengurang dalam perhitungan bagi hasil akan menjadi dasar perhitungan penghasilan kena pajak KKKS. Allaeindo (2015) menunjukkan pengaruh positif dan tidak signifikan *lifting* migas terhadap PNBPN migas. Hipotesis yang dapat dikemukakan adalah sebagai berikut:

H3: *lifting* minyak bumi berpengaruh positif terhadap tingkat penerimaan PPh minyak bumi.

H11: *lifting* gas alam berpengaruh positif terhadap tingkat penerimaan PPh gas alam.

Pengaruh Ukuran Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) Terhadap Penerimaan PPh Minyak Bumi dan Gas Alam

Sadorsky (2008) menyatakan perusahaan minyak dan gas dengan jumlah aset besar cenderung akan memiliki skala ekonomi dan kinerja yang lebih tinggi.

Hal yang sama juga dikemukakan Narayan dan Sharma (2011) yang menyatakan harga minyak bumi dan gas alam memengaruhi pendapatan perusahaan secara berbeda berdasarkan

ukuran perusahaan. Menggunakan data tahun 2000-2008, hasil penelitiannya menunjukkan 90% perusahaan sektor energi mengalami peningkatan penerimaan saat terjadi kenaikan harga. Dayanandan dan Donker (2011) menjelaskan ukuran perusahaan minyak yang diukur berdasarkan jumlah total aset berpengaruh positif dan signifikan terhadap laba akuntansi perusahaan minyak dan gas di Amerika Utara pada tahun 1990-2008. Sanusi dan Ahmad (2016) menggunakan *multi factor asset pricing model* meneliti determinan dari penerimaan perusahaan minyak dan gas yang terdaftar di London Stock Exchange tahun 2004-2015 dan menunjukkan ukuran perusahaan (kapitalisasi pasar) memengaruhi penerimaan.

Hasil penelitian yang berbeda dikemukakan oleh Ghandi dan Lin Lawell (2017); Kretzschmar et al. (2008); Kumar Bhaskaran dan K Sukumaran (2016); Weijermars et al. (2014) yang menyatakan ukuran perusahaan berpengaruh negatif terhadap penerimaan minyak dan gas. Kretzschmar et al. (2008) yang meneliti 292 aset operasi minyak bumi menunjukkan pada saat harga minyak bumi naik, ukuran perusahaan minyak memiliki pengaruh yang berbeda pada kontrak PSC dan kontrak konsesi. Saat harga minyak naik dari 33,75 USD/BBL menjadi 90 USD/BBL, perusahaan pada kontrak konsesi mengalami penurunan biaya dari 76% menjadi 68% dari total *revenue*, sedangkan pada kontrak PSC ditandai dengan kenaikan biaya dari 78% ke 80%. Perusahaan minyak bumi yang memiliki nilai aset tetap yang besar dan beroperasi pada kontrak PSC akan cenderung mengalami penurunan penerimaan dibanding perusahaan minyak bumi dengan nilai aset tetap yang kecil dan perusahaan minyak yang melakukan kegiatan pada kontrak konsesi. Weijermars et al. (2014) meneliti kinerja keuangan dan operasional dari perusahaan minyak dan gas di Amerika Serikat dan Eropa selama 25 tahun menunjukkan *capital expenditure* (CAPEX) di tahun 2012 telah meningkat 4,5 kali lebih besar dibanding tahun 2000, namun produksi menurun sampai dengan 6% pada 2012 dibandingkan produksi tahun 2006. Kumar Bhaskaran dan K Sukumaran (2016) menyimpulkan pengaruh negatif *capital intensity ratio* perusahaan minyak dan gas terhadap penerimaan. Ghandi dan Lin Lawell (2017) menemukan peningkatan biaya modal sebesar 20% akan mengurangi penerimaan perusahaan sebesar 63% pada kontrak minyak dan gas di Iran. Berdasarkan penjelasan di atas, hipotesis yang dapat disampaikan adalah:

H4: ukuran KKKS produksi minyak bumi berpengaruh positif terhadap tingkat penerimaan PPh minyak bumi.

H12: ukuran KKKS produksi gas alam berpengaruh positif terhadap tingkat penerimaan PPh gas alam.

Pengaruh *Domestic Market Obligation* Terhadap Penerimaan PPh Minyak Bumi

D. C. Johnston dan Johnston (2006: 379) menyatakan *DMO requirement* saat kondisi *DMO holiday* merupakan suatu klausul yang dapat memberikan insentif kepada kontraktor untuk meningkatkan produksi sejak awal berproduksi. Tingkat produksi yang lebih tinggi kemungkinan besar akan menghasilkan penerimaan yang lebih besar. Setelah periode *DMO holiday* berakhir, klausul DMO akan mengurangi bagi hasil yang didapatkan kontraktor. Allaeindo (2015) menyatakan *DMO net* berpengaruh positif pada penerimaan PNBPN migas. Dalam sudut pandang perpajakan, *DMO net* setelah periode *DMO holiday* berakhir akan berpengaruh negatif terhadap penerimaan PPh minyak bumi. Dari penjelasan di atas dapat disampaikan hipotesis sebagai berikut:

H5: tingkat DMO berpengaruh negatif terhadap tingkat penerimaan PPh minyak bumi.

Pengaruh Harga Minyak Bumi dan Gas Alam Terhadap Penerimaan PPh Minyak Bumi dan Gas Alam

Faff dan Brailsford (1999) mengemukakan pengaruh positif harga minyak terhadap penerimaan perusahaan minyak dan gas di Australia. Hill (2003) menyatakan harga minyak yang lebih tinggi selain meningkatkan penerimaan pajak penghasilan atas laba yang lebih besar dari perusahaan minyak juga akan mendorong peningkatan produksi dan investasi. El-Sharif et al. (2005) menemukan pengaruh positif dan signifikan harga minyak pada penerimaan perusahaan minyak dan gas di United Kingdom. Boyer dan Fillion (2007) menjelaskan faktor-faktor yang memengaruhi penerimaan dari 99 perusahaan minyak dan gas di Kanada selama periode triwulan 1 1995 sampai dengan triwulan 3 2002, yang mana kenaikan harga minyak dan gas berpengaruh positif terhadap laba, investasi, dan *cash flow* perusahaan. McSweeney dan Worthington (2008) menggunakan data harga minyak dari Januari 1980 sampai dengan Agustus 2006 menemukan kenaikan harga minyak meningkatkan pendapatan dan harga saham perusahaan energi di Australia.

Sadorsky (1999) menyatakan harga minyak dan gas merupakan faktor utama yang memengaruhi tingkat produksi minyak dan gas. Saat harga minyak dan gas tinggi perusahaan akan cenderung meningkatkan produksi, sedangkan saat harga lesu perusahaan akan mengurangi produksi dengan pertimbangan pengurangan biaya yang berakibat penerimaan yang lebih kecil yang pada akhirnya akan memengaruhi besaran pajak penghasilan perusahaan. Park dan Ratti (2008) menyatakan kenaikan harga minyak berpengaruh positif terhadap penerimaan industri minyak dan gas di 13 negara Eropa pada periode 1986-2005. Oberndorfer (2009) meneliti pengaruh harga minyak dan gas per bulan terhadap penerimaan 317 perusahaan minyak dan gas yang terdaftar di Dow Jones Euro Stoxx Oil and Gas Index tahun 2002-2007, menyimpulkan kenaikan harga minyak meningkatkan penerimaan perusahaan minyak dan gas di Eropa. Dayanandan dan Donker (2011) menemukan harga minyak berpengaruh positif dan signifikan pada laba akuntansi perusahaan minyak dan gas di Amerika Utara selama periode 1990-2008, membuktikan kinerja keuangan perusahaan minyak dan gas utamanya dipengaruhi oleh harga minyak. Ramos dan Veiga (2011) melalui penelitian pada 34 negara menemukan harga minyak merupakan faktor utama yang menentukan penerimaan minyak di seluruh dunia, perusahaan minyak di negara maju cenderung merespon lebih kuat kenaikan harga minyak dibanding perusahaan minyak di negara berkembang. Selain itu kenaikan harga minyak memiliki pengaruh lebih besar dibanding penurunan harga minyak.

Mohanty et al. (2013) meneliti pengaruh harga minyak terhadap harga saham perusahaan minyak dan gas di Amerika Serikat, menunjukkan harga minyak berpengaruh positif dan signifikan terhadap penerimaan industri minyak dan gas. El Anshasy dan Bradley (2012) mengemukakan perubahan positif harga minyak akan meningkatkan produk domestik bruto dan penerimaan negara dari minyak bumi. Benedictow et al. (2013) meneliti pengaruh harga minyak bumi terhadap ekonomi Rusia pada periode 1995-2008, menyatakan kenaikan harga minyak mengakibatkan peningkatan penerimaan minyak yang lebih besar daripada peningkatan pengeluaran Pemerintah.

Adamu (2015) menunjukkan harga minyak memiliki hubungan positif terhadap penerimaan minyak di Nigeria. Allaeindo (2015) mengungkapkan ICP berpengaruh positif dan signifikan terhadap PNB migas. Diaz et al. (2016) menunjukkan pengaruh positif dan signifikan dari harga minyak terhadap penerimaan 4 (empat) perusahaan minyak dan gas yang terdaftar di New York Stock Exchange (NYSE) periode 1974-2015. Kang et al. (2017) melakukan penelitian terhadap 7 (tujuh) perusahaan minyak dan gas yang terdaftar di NYSE dan menemukan keuntungan perusahaan dipengaruhi positif oleh kenaikan harga.

Berdasarkan penjelasan di atas, hipotesis yang dapat dikemukakan adalah:

H6: harga minyak bumi berpengaruh positif terhadap tingkat penerimaan PPh minyak bumi.

H13: harga gas alam berpengaruh positif terhadap tingkat penerimaan PPh gas alam.**Pengaruh Tingkat Inflasi Terhadap Penerimaan PPh Minyak Bumi dan Gas Alam**

Menurut Pudyantoro (2014: 89-91 dan 202) harga minyak bumi dan gas alam merupakan input penting pada produksi dari banyak barang dan jasa. Kenaikan harga minyak dan/atau gas alam akan berpengaruh pada harga dari barang dan jasa yang diproduksi yang pada akhirnya akan berhubungan dengan tingkat Inflasi. Kondisi inflasi menyebabkan turunnya daya beli pelaku ekonomi. Pada industri minyak dan gas, tingkat inflasi menentukan harga barang input dari barang dan jasa pada operasi. Penurunan daya beli akibat inflasi akan memengaruhi besarnya investasi dan biaya yang dikeluarkan, yang pada akhirnya memengaruhi penerimaan perusahaan.

Casassus et al. (2010) menggunakan data penerimaan perusahaan minyak dan gas dan tingkat inflasi Amerika Serikat dari Juli 1992 sampai dengan Desember 2009 membuktikan pengaruh positif antara inflasi dan penerimaan komoditi minyak dan gas. Salisu et al. (2017) menggunakan data triwulanan tahun 2000-2014 meneliti pengaruh harga minyak dan inflasi pada 5 (lima) negara net eksportir dan 10 negara net importer minyak. Sek et al. (2015) menggunakan persamaan *pass-through* dalam *Auto Regressive Distributed Lag* (ADRL) menemukan inflasi akibat kenaikan harga minyak mentah berpengaruh positif terhadap penerimaan dari negara dengan ketergantungan tinggi terhadap penerimaan minyak bumi. Sebaliknya penurunan harga minyak mentah memiliki pengaruh negatif terhadap penerimaan perusahaan, karena penurunan penerimaan akan lebih besar daripada penurunan biaya produksi sehingga profit margin perusahaan juga akan menurun.

Berbeda dari 3 (tiga) penelitian di atas, Ogbonna dan Ebimobowei (2012) yang meneliti pengaruh variabel makroekonomi terhadap penerimaan pajak minyak dan gas di Nigeria tahun 2000-2009 menunjukkan tingkat inflasi berpengaruh negatif dan tidak signifikan terhadap penerimaan *petroleum profit tax* dan royalti. Berdasarkan penjelasan di atas, hipotesis yang dapat dikemukakan adalah sebagai berikut:

H7: tingkat inflasi berpengaruh positif terhadap tingkat penerimaan PPh minyak bumi.

H14: tingkat inflasi berpengaruh positif terhadap tingkat penerimaan PPh gas alam.

Pengaruh Nilai Tukar Rupiah Terhadap USD Terhadap Penerimaan PPh Minyak Bumi dan Gas Alam

Clements et al. (2008) menyatakan proyek skala besar minyak dan gas memberikan penerimaan yang signifikan melalui pendapatan ekspor dan memberikan efek pada penguatan nilai tukar yang pada akhirnya menimbulkan eksternalitas negatif pada sektor lainnya. Sadorsky (2001) menemukan bahwa pelemahan nilai tukar Dollar Kanada (CAD) terhadap USD menurunkan penerimaan perusahaan minyak dan gas di Kanada, pelemahan nilai tukar CAD menyebabkan biaya yang dikeluarkan lebih besar daripada peningkatan penerimaan sehingga menyebabkan penerimaan perusahaan minyak dan gas menurun.

Berbeda dari 2 (dua) penelitian di atas yang menyatakan pengaruh negatif nilai tukar mata uang terhadap penerimaan minyak dan gas, Sinaga (2010) menyatakan pelemahan nilai tukar Rupiah terhadap USD berpengaruh signifikan terhadap kenaikan penerimaan pajak penghasilan migas. Allaeindo (2015) menunjukkan pengaruh positif dan signifikan nilai tukar Rupiah terhadap penerimaan PNBP migas tahun 2010-2014. Pudyantoro (2014: 89) menyatakan penguatan nilai tukar Rupiah terhadap USD akan menyebabkan belanja barang dan jasa dalam Rupiah menjadi lebih mahal. Sebaliknya pelemahan rupiah akan menyebabkan biaya operasional menurun. Berdasarkan penjelasan di atas hipotesis yang dapat dikemukakan adalah:

H8: nilai tukar Rupiah terhadap USD berpengaruh positif terhadap tingkat penerimaan PPh minyak bumi.

H15: nilai tukar Rupiah terhadap USD berpengaruh positif terhadap tingkat penerimaan PPh gas alam.

2. METODE DAN DATA

Penelitian ini merupakan penelitian kuantitatif menggunakan model regresi linear berganda data panel yang dibagi menjadi 2 (dua) model yaitu pada model pertama menguji pengaruh dari 8 (delapan) variabel independen berikut (1) tingkat *cost recovery minyak bumi* (TCRM); (2) tingkat *first tranche petroleum* minyak bumi (TFTPM); (3) *lifting* minyak bumi (LIFTM); (4) ukuran KKKS; (5) tingkat *domestic market obligation* (TDMO); (6) harga minyak bumi (PRICEM); (7) tingkat inflasi (INF); dan (8) nilai tukar Rupiah terhadap USD (KURS) terhadap tingkat penerimaan PPh minyak bumi (TPPHM).

Pada model kedua menguji pengaruh 7 (tujuh) variabel independen berikut (1) tingkat *cost recovery* gas alam (TCRG); (2) tingkat *first tranche petroleum* (TFTPG); (3) *lifting* Gas Alam (LIFTG); (4) ukuran KKKS (SIZEG); (5) harga gas alam (PRICEG); (6) tingkat inflasi; (INF) dan (7) nilai tukar Rupiah terhadap USD (KURS) terhadap tingkat penerimaan PPh gas alam (TPPHG)

Pembagian model penelitian menjadi KKKS produksi minyak bumi dan KKKS produksi gas alam didasarkan pada pertimbangan perbedaan harga, besaran *lifting*, biaya produksi antara minyak bumi dan gas alam, belum diberlakukannya kewajiban DMO atas bagian gas alam, serta pemisahan jenis PPh migas menjadi PPh minyak bumi dan PPh gas alam.

Objek penelitian adalah KKKS yang berstatus produksi dan beroperasi berdasarkan kontrak PSC dalam kurun waktu tahun 2010-2016. Data yang digunakan adalah data *financial quarterly report* (FQR) masing-masing KKKS.

Teknik pengambilan sampel yang digunakan dalam penelitian ini adalah *purposive sampling* dengan 2 (dua) kriteria berikut, (1) status berproduksi dan (2) kelengkapan data FQR dalam kurun waktu 2010-2016 utamanya bertujuan agar data penelitian sepenuhnya berbentuk *balanced data panel*.

Variabel dependen adalah Tingkat Penerimaan PPh Minyak Bumi (TPPHM) dan Tingkat Penerimaan PPh Gas Alam (TPPHG). Penerimaan PPh minyak bumi dan gas alam diukur dengan pembayaran PPh minyak bumi atau gas alam berupa PPh Badan Pasal 25/29 dan Pajak atas Bunga, Dividen, dan Royalti (PBDR). Variabel ini diukur menggunakan persamaan berikut yang dimodifikasi dari penelitian Aini (2015); Allaeindo (2015); Seftyandra (2013).

$$TPPHM = \frac{\text{PPh Minyak (ribu \$)}}{\text{Gross Revenue Minyak Bumi (ribu \$)}}$$

$$TPPHG = \frac{\text{PPh Gas Alam (ribu \$)}}{\text{Gross Revenue Gas Alam (ribu \$)}}$$

Penjelasan operasional variabel independen adalah sebagai berikut:

Cost recovery (CR) adalah biaya operasi minyak bumi dan/atau gas alam yang dapat dikembalikan Pemerintah kepada Kontraktor, CR dikenal juga sebagai *cost oil limit* seperti pada penelitian Fan dan Zhu (2010) serta Zhu et al. (2015) atau *cost oil* pada penelitian Feng et al. (2014). Variabel tingkat *cost recovery* minyak bumi dan gas alam pada penelitian ini masing-masing diukur berdasarkan dua persamaan berikut sesuai dengan penelitian dari Allaeindo (2015); Fan dan Zhu (2010); Feng et al. (2014); Guo et al. (2016); Zhu et al. (2015).

$$TCRM = \frac{\text{CR Minyak Bumi (ribu \$)}}{\text{Gross Revenue Minyak Bumi (ribu \$)}}$$

$$TCRG = \frac{\text{CR Gas Alam (ribu \$)}}{\text{Gross Revenue Gas Alam (ribu \$)}}$$

First Tranche Petroleum (FTP) adalah sejumlah tertentu minyak mentah dan/atau gas alam yang diproduksi dari suatu wilayah kerja dalam satu tahun kalender yang dapat diambil dan diterima oleh Badan Pelaksana dan/atau Kontraktor sebelum dikurangi pengembalian biaya operasi. Variabel tingkat FTP minyak bumi dan gas alam masing-masing dinyatakan dengan persamaan berikut, yang merupakan modifikasi dari penelitian PNBPN migas oleh Allaeindo (2015).

$$TFTPM = \frac{\text{FTP Bagian Kontraktor Minyak (ribu \$)}}{\text{Gross Revenue Minyak Bumi (ribu \$)}}$$

$$TFTPG = \frac{\text{FTP Bagian Kontraktor Gas (ribu \$)}}{\text{Gross Revenue Gas Alam (ribu \$)}}$$

Besaran *lifting* minyak bumi dan gas alam masing-masing KKKS diidentifikasi berdasarkan jumlah produksi tahunan yang telah terealisasi penjualannya, dalam satuan MMBBL untuk minyak bumi dan satuan BSCF untuk gas alam.

Variabel Ukuran KKKS diidentifikasi berdasarkan jumlah aset tetap yang dimiliki KKKS berbeda dari penelitian Kumar Bhaskaran dan K Sukumaran (2016); Narayan dan Sharma (2011); Sadorsky (2008) yang mengidentifikasi ukuran perusahaan berdasarkan jumlah total aset.

Domestic market obligation adalah kewajiban penyerahan bagian kontraktor berupa minyak bumi untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri. Variabel tingkat DMO dihitung dari total penyerahan kewajiban DMO KKKS kepada Pemerintah dikurangi dengan *DMO fee* yang dibayarkan Pemerintah kemudian dibandingkan dengan nilai *equity to be split*, diukur berdasarkan persamaan berikut. Persamaan berikut didasarkan pada kekhususan alur bagi hasil PSC di Indonesia dan modifikasi dari penelitian Allaeindo (2015).

$$TDMO = \frac{\text{DMO - DMO Fee (ribu \$)}}{\text{Equity To Be Split (ribu \$)}}$$

Harga minyak bumi diperoleh dari *weighted average price* (WAP) per BBL dan harga gas alam menggunakan *weighted average price* (WAP) per MSCF yang merupakan rata-rata tertimbang realisasi harga jual minyak bumi dan gas alam pada masing-masing KKKS setiap tahunnya. Variabel harga minyak bumi dan gas alam yang digunakan berbeda dari beberapa penelitian terdahulu, diantaranya penelitian Seftyandra (2013) dan Allaeindo (2015) yang menggunakan harga rata-rata tahunan minyak mentah Indonesia (ICP), Adamu (2015) harga minyak ekspor Nigeria, El-Sharif et al. (2005); Oberndorfer (2009); Park dan Ratti (2008) menggunakan Brent Crude Oil. Penggunaan WAP per BBL dan WAP per MSCF yang masing-masing dinyatakan dalam USD/BBL dan USD/MSCF bertujuan untuk dapat menunjukkan keadaan sebenarnya dari perhitungan bagi hasil dalam kontrak PSC.

Tingkat inflasi diukur berdasarkan indeks harga konsumen (*consumer price index*). Nilai tukar Rupiah terhadap USD didapatkan dari nilai tukar nominal mata uang Rupiah per 1 USD dari tahun ke tahun menggunakan kurs tengah Bank Indonesia.

Model penelitian KKKS produksi minyak bumi adalah sebagai berikut:

$$TPPHMit = \alpha + \beta_1TCRMit + \beta_2TFTPMit + \beta_3LIFTMit + \beta_4SIZEMit + \beta_5TDMOit + \beta_6PRICEit + \beta_7INF + \beta_8KURS + \epsilon$$

Keterangan :

α	: konstanta
$\beta_{1,2,n}$: koefisien regresi
TPPHMit	: tingkat penerimaan PPh minyak
TCRMit	: tingkat <i>cost recovery</i> minyak
TFTPMit	: tingkat FTP minyak bumi
LIFTMit	: <i>lifting</i> minyak bumi
SIZEMit	: ukuran KKKS minyak bumi
TDMOit	: tingkat DMO minyak bumi
PRICEMit	: harga minyak bumi
INF	: tingkat inflasi
KURS	: nilai tukar Rp terhadap USD
ε	: <i>error term</i>

Model penelitian KKKS produksi gas alam adalah sebagai berikut:

$$\text{TPPHGit} = \alpha + \beta_1\text{TCRGit} + \beta_2\text{TFTPGit} + \beta_3\text{LIFTGit} + \beta_4\text{SIZEGit} + \beta_5\text{PRICEGit} + \beta_6\text{INF} + \beta_7\text{KURS} + \varepsilon$$

Keterangan :

α	: konstanta
$\beta_{1,2,n}$: koefisien regresi
TPPHGit	: tingkat penerimaan PPh gas
TCRGit	: tingkat <i>cost recovery</i> gas
TFTPGit	: tingkat FTP gas alam
LIFTGit	: <i>lifting</i> gas alam
SIZEGit	: ukuran KKKS produksi gas
PRICEGit	: harga gas alam
INF	: tingkat inflasi
KURS	: nilai tukar Rp terhadap USD
ε	: <i>error term</i>

3. PEMBAHASAN

Jumlah sampel KKKS yang digunakan dalam penelitian ini adalah 50 KKKS produksi minyak bumi dan 43 KKKS produksi gas alam. Pemilihan model regresi dilakukan dengan uji Chow, uji Breusch and Pagan Langrange Multiplier, dan uji Hausman, disimpulkan model yang lebih tepat digunakan adalah *random effect*.

Tabel 1. Hasil Regresi Linear Berganda KKKS Produksi Minyak Bumi

<i>Variable</i>	<i>Coefficient</i>	<i>Sign</i>	<i>t-statistic</i>	<i>Prob</i>
C	-0,008858	-	-0.601153	0.5481
TCRM	-0,126886	-	-19,61416	0,0000*

TFTM	0,206381	+	2,317336	0,0211**
LIFTM	0,012572	+	8,266365	0,0000*
SIZEM	-0,002749	-	-2,963229	0,0033*
TDMO	-0,065811	-	-1,156439	0,2483
PRICEM	0,000350	+	5,772901	0,0000*
INF	-0,056083	-	-1,044652	0,2969
KURS	0,003262	+	3.372216	0.0008*
<i>R-Squared</i>	0,636284	<i>F Statistic</i>	74,56813	
<i>Adjusted R Squared</i>	0,627751	<i>Prob (F-Statistic)</i>	0,000000	

* signifikan pada tingkat signifikansi 1% ** signifikan pada tingkat signifikansi 5%

Sumber : Hasil Penelitian (2018)

Berdasarkan hasil regresi pada tabel 1 didapatkan persamaan model KKKS produksi minyak bumi sebagai berikut:

$$\text{TPPHM} = -0,008858 - 0,126886 \text{TCRM} + 0,206381 \text{TFTPM} + 0,012572 \text{LIFTM} - 0,002749 \text{SIZEM} - 0,065811 \text{TDMO} + 0,000350 \text{PRICEM} - 0,056083 \text{INF} + 0,003262 \text{KURS}$$

Koefisien determinasi yang ditunjukkan melalui nilai *Adjusted R Square* adalah sebesar 0,6277, disimpulkan bahwa keseluruhan variabel independen mampu menjelaskan tingkat penerimaan PPh minyak bumi sebesar 62,77%.

Uji F atau uji signifikansi simultan dilakukan dengan membandingkan nilai *Prob (F-statistic)* dengan tingkat signifikansi $\alpha = 0,05$. Hasil regresi menunjukkan nilai *Prob (F-statistic)* sebesar 0,0000 lebih kecil dari 0,05, sehingga disimpulkan pada tingkat keyakinan 95%, variabel independen secara bersama-sama berpengaruh terhadap tingkat penerimaan PPh minyak bumi.

Uji t atau uji signifikansi parsial dilakukan dengan membandingkan nilai *p-value* masing-masing variabel independen dengan tingkat signifikansi $\alpha=0,05$. Berdasarkan tabel 1 nilai *prob t-statistic* untuk variabel TCRM, LIFTM, SIZEM, PRICEM, KURS, dan TFTPM masing-masing sebesar 0,000; 0,0000; 0,0033; 0,0000; 0,0008; dan 0,0211 sehingga disimpulkan secara parsial keenam variabel tersebut berpengaruh signifikan pada tingkat signifikansi 1% dan 5% terhadap TPPHM. Dua variabel lainnya, TDMO dan INF masing-masing memiliki nilai *prob t-stat* sebesar 0,2483 dan 0,2969 lebih besar dari nilai α sehingga disimpulkan secara parsial kedua variabel tersebut tidak berpengaruh signifikan terhadap TPPHM.

Tabel 2. Hasil Regresi Linear Berganda KKKS Produksi Gas Alam

<i>Variable</i>	<i>Coefficient</i>	<i>Sign</i>	<i>t-statistic</i>	<i>Prob</i>
C	0.054814	+	2.309067	0.0216
TCRG	-0.204814	-	-16.56631	0.0000*
TFTPG	0.347966	+	3.206820	0.0015*

<i>LIFTG</i>	0.022675	+	11.15250	0.0000*
<i>SIZEG</i>	-0.005205	-	-3.308713	0.0011*
<i>PRICEG</i>	-0.000757	-	-0.839019	0.4021
<i>INF</i>	0.234431	+	1.767492	0.0782
<i>KURS</i>	-0.002083	-	-1.283078	0.2005
<i>R-squared</i>	0,592199	<i>F Statistic</i>	60,78390	
<i>Adjusted R Squared</i>	0,582456	<i>Prob (F-statistic)</i>	0,000000	

* signifikan pada tingkat signifikansi 1% ** signifikan pada tingkat signifikansi 5%

Sumber: Hasil Penelitian (2018)

Persamaan model KKKS produksi gas alam berdasarkan hasil pengujian pada tabel 2 adalah sebagai berikut:

$$\text{TPPHG} = 0.054814 - 0,204814 \text{ TCRG} + 0,347966 \text{ TFTP} + 0,022675 \text{ LIFTG} - 0,005205 \text{ SIZEG} - 0,000757 \text{ PRICEG} + 0,234431 \text{ INF} - 0,002083 \text{ KURS}$$

Koefisien determinasi adalah sebesar 0,5824 yang dapat diartikan keseluruhan variabel independen mampu menjelaskan tingkat penerimaan PPh gas alam sebesar 58,24%.

Uji F dengan melihat nilai prob (*F-statistic*) sebesar 0,000, lebih kecil dari 0,05 menunjukkan pada tingkat keyakinan 95% variabel independen secara bersama-sama berpengaruh signifikan terhadap tingkat penerimaan PPh gas alam.

Berdasarkan nilai *prob t-statistic* untuk variabel TCRG, LIFTG, SIZEG, dan TFTP masing-masing sebesar 0,0000; 0,0000; dan 0,0011; dan 0,0015 dapat disimpulkan secara parsial keempat variabel pada tingkat signifikansi 1% dan 5% berpengaruh secara signifikan terhadap tingkat penerimaan PPh gas alam. Tiga variabel lainnya yaitu PRICEG, INF, KURS masing-masing memiliki nilai *prob t-stat* sebesar 0,4021; 0,0782; dan 0,2005; lebih besar dari 0,05 sehingga disimpulkan secara parsial tiga variabel tersebut tidak berpengaruh signifikan terhadap TPPHG.

Hipotesis pertama yang dikemukakan adalah TCRM berpengaruh negatif terhadap TPPHM. Variabel TCRM memiliki koefisien regresi sebesar -0,126886 dengan nilai *prob t-stat* 0.0000 menunjukkan pengaruh negatif dan signifikan terhadap TPPHM, kenaikan dari TCRM akan mengakibatkan penurunan TPPHM dan demikian juga sebaliknya, sehingga hipotesis pertama diterima.

Hasil ini sejalan dengan penelitian Aini (2015); Allaeindo (2015); Fan dan Zhu (2010); Feng et al. (2014); Gaspar Ravagnani et al. (2012); Ghandi dan Lin Lawell (2017); Guo et al. (2016); Seftyandra (2013); Zhu et al. (2015).

Penelitian dari Fan dan Zhu (2010) dan Zhu et al. (2015) menyatakan batas biaya operasi yang dapat dikembalikan (*cost oil limit*) merupakan salah satu pertimbangan penting pada keputusan investasi perusahaan migas Tiongkok di Indonesia. Feng et al. (2014) menyatakan besaran *cost oil limit* memberikan efek negatif terhadap penerimaan Negara penghasil minyak dan gas. Seftyandra (2013) dan Allaeindo (2015) sama-sama menyatakan *cost recovery* berpengaruh negatif terhadap PNBPN minyak dan gas, peningkatan nilai *cost recovery* akan menyebabkan penurunan penerimaan PNBPN minyak dan gas karena *cost recovery* merupakan faktor pengurang dalam perhitungan bagi hasil. Aini (2015) menyimpulkan *cost recovery* berpengaruh negatif terhadap penerimaan PPh minyak bumi, yang mana produksi besar yang dihasilkan KKKS belum tentu akan memberikan penerimaan PPh minyak bumi yang besar karena

adanya kemungkinan *gross revenue after* FTP digunakan seluruhnya untuk *cost recovery* maupun penggantian *unrecovered other cost*, yang menyebabkan tidak adanya pembayaran PPh minyak bumi dari KKKS.

Hipotesis kedua yang dikemukakan adalah TFTPMP berpengaruh positif terhadap TPPHM. Hasil pengujian didapatkan nilai koefisien regresi sebesar 0,206381 dengan nilai *prob t-stat* 0,0211 yang menunjukkan pengaruh positif dan signifikan terhadap TPPHM sesuai dengan hipotesis yang dikemukakan. Hasil penelitian ini sesuai dengan penelitian dari Allaeindo (2015) yang menyatakan FTP *share* Pemerintah berpengaruh positif terhadap PNBPN migas dan dalam hal penerimaan pajak penghasilan, FTP *share* Kontraktor berpengaruh positif terhadap penerimaan PPh minyak bumi.

Hipotesis ketiga adalah LIFTM berpengaruh positif terhadap TPPHM. Hasil pengujian menunjukkan nilai koefisien regresi sebesar 0,012572 dan *prob t-stat* 0,0000 yang dapat diartikan LIFTM berpengaruh positif dan signifikan terhadap TPPHM. Hasil penelitian ini sejalan dengan penelitian dari Aini (2015); Allaeindo (2015); Fan dan Zhu (2010); Feng et al. (2014); Hill (2003); Zhu et al. (2015).

Feng et al. (2014) menunjukkan saat harga minyak tinggi, perusahaan minyak bumi pada kontrak PSC cenderung meningkatkan produksi untuk mendapatkan lebih banyak penerimaan. Fan dan Zhu (2010) dan Zhu et al. (2015) menyatakan perusahaan dengan produksi lebih besar akan berpeluang untuk menghasilkan penerimaan yang lebih besar. Aini (2015) menyatakan *lifting* minyak bumi berpengaruh positif pada penerimaan PPh minyak bumi, semakin besar *lifting* maka semakin besar pula *gross revenue*, dalam hal ini faktor lain seperti harga minyak bumi, komponen pengurang, dan nilai tukar Rupiah terhadap USD diasumsikan konstan. Peningkatan *gross revenue* akan memengaruhi besaran penghasilan KKKS dan pada akhirnya akan menyebabkan penerimaan pajak penghasilan yang lebih besar. Allaeindo (2015) menunjukkan hubungan positif dan tidak signifikan *lifting* migas dalam satuan BOE terhadap PNBPN migas tahun 2010-2014.

Hipotesis keempat adalah SIZEM berpengaruh positif terhadap TPPHM. Hasil pengujian menunjukkan nilai koefisien regresi sebesar -0,002749 dan nilai *prob t-stat* sebesar 0,0033. Nilai koefisien regresi negatif dan nilai *prob t-stat* < 0,05 berarti SIZEM berpengaruh negatif dan signifikan terhadap TPPHM sehingga hipotesis keempat ditolak.

Hasil ini berbeda dengan penelitian Dayanandan dan Donker (2011); Narayan dan Sharma (2011); Sadorsky (2008); Sanusi dan Ahmad (2016) yang menyatakan ukuran perusahaan berpengaruh positif terhadap penerimaan perusahaan minyak dan gas. Perbedaan ini dapat dijelaskan karena besaran biaya modal yang dikeluarkan KKKS pada operasi minyak dan gas tidak langsung akan memberikan hasil berupa peningkatan produksi maupun peningkatan penerimaan, selain itu kondisi sebagian besar lapangan minyak bumi di Indonesia yang terus mengalami penurunan produksi, sehingga pengeluaran modal oleh KKKS lebih bertujuan untuk menghambat penurunan dan mempertahankan tingkat produksi.

Pengaruh negatif ukuran KKKS terhadap penerimaan PPh minyak bumi juga menunjukkan 2 (dua) tantangan fundamental yang dihadapi Pemerintah yaitu untuk meningkatkan investasi pada kegiatan hulu minyak dan gas agar produksi meningkat dan cadangan minyak dan gas tetap terjaga, di sisi lain terus berusaha memaksimalkan penerimaan negara.

Kondisi yang ada di Indonesia adalah peningkatan investasi pada KKKS berstatus produksi berpotensi meningkatkan *cost recovery* dan berakibat semakin menurunnya penerimaan dari sektor minyak dan gas, sejalan dengan hasil penelitian Weijermars et al. (2014).

Hipotesis kelima adalah TDMPO berpengaruh negatif terhadap TPPHM. Berdasarkan hasil regresi didapatkan nilai koefisien regresi -0,0658 dengan nilai *prob t-stat* 0,2483 yang menunjukkan pengaruh negatif dan tidak signifikan, sehingga hipotesis kelima ditolak. Arah

hubungan TDMO dan TPPHM sejalan dengan penelitian dari Allaeindo (2015) yang menyimpulkan pengaruh positif dan signifikan DMO *net* terhadap PNBP migas, yang dalam konteks pajak penghasilan minyak dan gas akan memiliki hubungan yang berlawanan.

Pengaruh negatif dari TDMO dapat dijelaskan sebagai berikut, kewajiban DMO *requirement* KKKS meliputi 25% dari bagian Kontraktor untuk memenuhi kebutuhan domestik dengan harga yang ditentukan oleh Pemerintah. Selisih dari nilai DMO *requirement* yang diserahkan KKKS dan DMO *fee* yang dibayarkan Pemerintah merupakan faktor pengurang dari penghasilan kena pajak KKKS, 25% bagian Kontraktor tersebut akan dihargai pemerintah sebesar 10%; 15%; atau 25% dari harga minyak mentah Indonesia (ICP). Misalnya, 25% bagian kontraktor (DMO *requirement*) berharga 100 berdasarkan ICP dan harga DMO *Fee* yang dibayarkan pemerintah adalah 25% ICP maka penghasilan kena pajak KKKS akan berkurang sebesar 75 dan pada akhirnya menyebabkan penerimaan PPh minyak bumi dari KKKS akan lebih kecil. Tidak signifikannya pengaruh TDMO dapat diduga karena data penelitian khususnya di tahun 2015 dan 2016 menunjukkan nilai TDMO yang jauh lebih besar dibandingkan tahun-tahun sebelumnya.

Hipotesis keenam yang dikemukakan adalah PRICEM berpengaruh positif terhadap TPPHM, berdasarkan hasil pengujian didapatkan nilai koefisien 0,00035 dan *prob t-stat* sebesar 0,0000, disimpulkan PRICEM memiliki pengaruh positif dan signifikan terhadap TPPHM, sehingga hipotesis keenam dapat diterima.

Hasil ini sejalan dengan penelitian tentang pengaruh positif harga minyak terhadap penerimaan perusahaan minyak dan gas di Australia dari Faff dan Brailsford (1999), Hill (2003) mengenai faktor-faktor yang memengaruhi penerimaan pajak dari produksi minyak di Laut Utara Inggris, El-Sharif et al. (2005) mengenai penerimaan perusahaan minyak dan gas di United Kingdom, Boyer dan Filion (2007) penerimaan perusahaan minyak dan gas di Kanada, McSweeney dan Worthington (2008) pendapatan dan harga saham perusahaan energi di Australia, Park dan Ratti (2008) penerimaan industri minyak dan gas di 13 negara Eropa, Oberndorfer (2009) penerimaan perusahaan minyak dan gas di Eropa, Dayanandan dan Donker (2011) laba akuntansi perusahaan minyak dan gas di Amerika Serikat, Ramos dan Veiga (2011) penerimaan minyak di 34 negara, El Anshasy dan Bradley (2012) meningkatkan GDP dan penerimaan negara, Benedictow et al. (2013) penerimaan minyak bumi di Rusia, Adamu (2015) penerimaan pajak penghasilan dan royalti minyak bumi di Nigeria, Allaeindo (2015) PNBP migas, Diaz et al. (2016) pengaruh positif terhadap penerimaan 4 (empat) perusahaan migas di NYSE, dan Kang et al. (2017) keuntungan 7 (tujuh) perusahaan minyak dan gas di NYSE.

Hasil pengujian hipotesis ketujuh menunjukkan nilai koefisien regresi sebesar -0,056083 dengan *prob t-statistic* sebesar 0,2969, yang berarti INF berpengaruh negatif dan tidak signifikan terhadap TPPHM, maka hipotesis ketujuh yang menyatakan INF berpengaruh positif terhadap TPPHM tidak dapat diterima.

Pengaruh negatif ini dapat dijelaskan karena kondisi inflasi akan memengaruhi penentuan harga barang input pada kegiatan operasi minyak bumi. Semakin tinggi tingkat inflasi maka biaya modal maupun biaya operasi yang dikeluarkan KKKS akan semakin besar, yang berakibat peningkatan *cost recovery*, dan pada akhirnya memengaruhi penghasilan kena pajak. Pada sisi sebaliknya kenaikan harga dalam kondisi inflasi juga akan meningkatkan penerimaan minyak bumi. Berdasarkan data penelitian, kenaikan penerimaan minyak bumi pada kondisi inflasi tidak signifikan jika dibandingkan dengan kenaikan harga barang input pada operasi minyak bumi.

Pengujian hipotesis kedelapan menunjukkan nilai koefisien regresi sebesar 0,003262 dan nilai *prob t-stat* sebesar 0.0008 yang dapat diartikan KURS berpengaruh positif dan signifikan terhadap TPPHM. Hasil ini sesuai dengan yang dikemukakan Sinaga (2010) dan Allaeindo (2015) yang menyatakan pelemahan nilai tukar Rupiah terhadap USD akan meningkatkan pembayaran pajak penghasilan dan PNBP minyak dan gas.

Pengaruh positif dan signifikan KURS terhadap TPPHM sesuai dengan sifat global dari industri minyak bumi yang sebagian besar penerimaannya diperoleh dalam satuan USD melalui penjualan ekspor. Menurut Pudyantoro (2014: 88) hampir 50% barang dan jasa pada operasi minyak bumi dipenuhi melalui impor dan sisanya berasal dari industri dalam negeri, persentase barang modal dalam negeri semakin meningkat mencapai 56% pada tahun 2016 seiring usaha SKK Migas untuk meningkatkan jumlah tingkat kandungan barang dalam negeri (TKDN) dalam pemenuhan barang dan jasa kegiatan hulu migas.

Kebijakan TKDN dan Peraturan Bank Indonesia Nomor 17/3/PBI/2015 tentang Kewajiban Penggunaan Rupiah di Wilayah NKRI, menyebabkan KKKS menghadapi eksposur nilai tukar untuk transaksi yang menggunakan mata uang Rupiah. Penerimaan KKKS dalam mata uang USD yang kemudian dibelanjakan barang dan jasa dalam Rupiah akan berpengaruh besar pada pengeluaran KKKS. Menurut Pudyantoro (2014: 89) jika Rupiah menguat maka belanja barang dan jasa dalam mata uang Rupiah akan menjadi lebih mahal, sehingga menaikkan biaya operasi. Sebaliknya saat Rupiah melemah maka transaksi barang dan jasa menggunakan Rupiah menjadi lebih murah.

Hipotesis kesembilan adalah TCRG berpengaruh negatif terhadap TPPHG. Hasil regresi menunjukkan nilai koefisien sebesar -0,204814 dan nilai *prob t-stat* sebesar 0,0000 sehingga dapat diartikan TCRG berpengaruh negatif dan signifikan terhadap TPPHG sesuai dengan hipotesis yang dikemukakan.

Hasil ini sejalan dengan penelitian Aini (2015) yang menyatakan *cost recovery* berpengaruh negatif terhadap penerimaan PPh gas alam. Pengaruh negatif dan signifikan menunjukkan kenaikan dari TCRG akan mengakibatkan penurunan TPPHG, demikian juga sebaliknya. Pengaruh negatif TCRG terhadap TPPHG sesuai dengan persamaan kontrak bagi hasil yang mana besaran *cost recovery* akan menentukan besaran *equity to be split* (ETBS) antara Pemerintah dan KKKS. *Cost recovery* yang besar akan menyebabkan ETBS yang lebih kecil yang pada akhirnya berpengaruh pada penghasilan kena pajak KKKS sebagai dasar perhitungan PPh gas alam. Hasil ini juga sejalan dengan penelitian dari Allaeindo (2015); Fan dan Zhu (2010); Feng et al. (2014); Ghandi dan Lin Lawell (2017); Guo et al. (2016); Seftyandra (2013); Zhu et al. (2015).

Berdasarkan hasil pengujian didapatkan nilai koefisien regresi 0,347966 dan *prob t-stat* 0,0015 yang berarti TFTPg berpengaruh positif dan signifikan terhadap TPPHG. Hasil penelitian sesuai dengan hipotesis kesepuluh yang menyatakan TFTPg berpengaruh positif terhadap TPPHG.

Hipotesis kesebelas adalah LIFTG berpengaruh positif terhadap TPPHG, hasil regresi menunjukkan nilai koefisien regresi sebesar 0,022675 dan nilai *prob t-stat* sebesar 0,0000 yang berarti LIFTG berpengaruh positif dan signifikan terhadap TPPHG. Hasil ini sejalan dengan penelitian dari Aini (2015); Allaeindo (2015); Fan dan Zhu (2010); Feng et al. (2014); Hill (2003); Zhu et al. (2015).

Hipotesis kedua belas adalah SIZEG berpengaruh positif terhadap TPPHG. Pengujian yang dilakukan menunjukkan nilai koefisien regresi -0,005205 dan nilai *prob t-stat* sebesar 0,0011, sehingga disimpulkan SIZEG berpengaruh negatif dan signifikan terhadap TPPHG berbeda dari hipotesis yang dikemukakan.

Perbedaan hasil penelitian dengan penelitian terdahulu dari Dayanandan dan Donker (2011); Narayan dan Sharma (2011); Sadorsky (2008); Sanusi dan Ahmad (2016), dapat dijelaskan karena besaran biaya modal yang dikeluarkan KKKS pada operasi gas alam tidak langsung akan memberikan hasil berupa peningkatan *lifting* maupun peningkatan penerimaan gas alam.

Pengujian atas hipotesis ketiga belas menunjukkan nilai koefisien regresi sebesar -0,000757 dengan *prob t-stat* sebesar 0,4021 yang dapat diartikan harga gas alam berpengaruh negatif dan tidak signifikan terhadap tingkat penerimaan PPh gas alam, sehingga hipotesis ketiga

belas ditolak. Hasil ini berbeda dengan penelitian terdahulu yang menyatakan harga berpengaruh positif terhadap penerimaan minyak dan gas dari Adamu (2015); Benedictow et al. (2013); Boyer dan Filion (2007); Dayanandan dan Donker (2011); Diaz et al. (2016); El-Sharif et al. (2005); El Anshasy dan Bradley (2012); Faff dan Brailsford (1999); Hill (2003); Kang et al. (2017); McSweeney dan Worthington (2008); Mohanty et al. (2013); Oberndorfer (2009); Park dan Ratti (2008); Pirog (2012); Ramos dan Veiga (2011); Sadorsky (1999). Arah hubungan antara PRICEG dengan TPPHG pada penelitian ini berbeda dengan hasil penelitian dari Aini (2015) yang menyatakan harga gas alam berpengaruh positif dan tidak signifikan terhadap penerimaan PPh gas alam.

Pengaruh negatif dan tidak signifikan ini dapat dijelaskan karena penentuan harga gas alam di Indonesia yang berbeda dibanding dengan harga minyak bumi yang mengikuti harga minyak internasional. Pudyantoro (2014: 158-162) menyatakan penentuan harga gas alam dibagi menjadi 2 (dua) yaitu, (1) harga untuk ekspor yang didasarkan pada kontrak penjualan jangka panjang antara penjual (KKKS) dan pembeli berdasarkan formula tertentu yang harus mendapat persetujuan Pemerintah diantaranya harga ekspor LNG ke Jepang, Korea, dan ekspor LNG Tangguh ke Tiongkok dan (2) harga untuk keperluan domestik seperti kelistrikan, industri pupuk, kebutuhan industri lainnya, maupun bahan bakar yang ditentukan berdasarkan formula tertentu oleh Pemerintah dengan melihat keekonomian sisi hulu (KKKS) maupun sisi hilir (pembeli dan pengolah gas lanjutan).

Tidak signifikannya pengaruh PRICEG terhadap TPPHG juga dapat dijelaskan berdasarkan pendapat Kellas (2010) dalam (Daniel et. al., 2010: 175-176) yang menyatakan keekonomian proyek gas alam jauh lebih rendah dibanding proyek minyak bumi antara lain karena (1) harga jual gas alam jauh lebih kecil dibanding harga minyak bumi karena transportasi minyak bumi yang lebih mudah dan murah serta permintaan yang lebih besar. Keekonomian gas alam yang lebih kecil ini dapat diilustrasikan menggunakan data WAP per BBL dan WAP per MSCF tahun 2012. WAP per MSCF adalah sebesar 11,03 USD, jika dikonversi ke dalam satuan BOE (6 MSCF = 1 BOE), harga jual gas alam adalah sebesar 66,18 USD atau 58,9% dari harga jual minyak di tahun tersebut yang sebesar 112,33 USD. (2) Pengaturan harga untuk pasar domestik pada negara berkembang diantaranya Indonesia juga berakibat harga gas alam yang lebih rendah, yang mana harga jual gas alam di pasar domestik hanya merepresentasikan 21% dari harga jual gas alam per BOE. (3) Khusus pada ekspor LNG harganya cenderung mengikuti harga minyak bumi, pada kenyataannya harganya akan lebih kecil antara lain karena diskon untuk biaya transportasi dan regasifikasi, berdasarkan laporan keuangan gabungan KKKS produksi gas alam pada tahun 2014-2016, *cost of LNG sales* dari KKKS rata-rata mencapai 6,89% dari keseluruhan *gross revenue* gas alam.

Penjelasan tersebut juga menunjukkan kendala yang dihadapi Pemerintah dalam kontrak bagi hasil dan perpajakan gas alam antara lain menentukan harga gas alam yang *fair* dan wajar agar keekonomian kegiatan hulu gas alam tetap dapat menarik KKKS untuk berinvestasi dan memenuhi kebutuhan domestik, kondisi saat ini KKKS akan lebih tertarik untuk melakukan ekspor gas alam dalam bentuk LNG karena harga yang masih lebih baik daripada dijual di pasar domestik. Selain itu perbedaan harga jual gas alam untuk ekspor dan domestik yang signifikan, mau tidak mau akan memengaruhi penerimaan dari kontrak bagi hasil maupun PPh gas alam, yang mana Pemerintah dihadapkan pada pilihan memaksimalkan penerimaan dengan ekspor atau menghadapi penurunan penerimaan dalam rangka pemenuhan kebutuhan gas alam dalam negeri yang terus meningkat.

Dari hasil pengujian didapatkan nilai koefisien regresi sebesar 0,234431 dan nilai *prob t-stat* sebesar 0,0782, sehingga disimpulkan INF berpengaruh positif dan tidak signifikan terhadap TPPHG, arah hubungannya sama dengan hipotesis penelitian yang menyatakan tingkat inflasi berpengaruh positif, namun karena tidak signifikan maka hipotesis keempat belas ditolak.

Arah hubungan pengaruh INF terhadap TPPHG sejalan dengan penelitian dari Casassus et al. (2010); Salisu et al. (2017); Sek et al. (2015) yang menyatakan tingkat inflasi berpengaruh positif pada penerimaan minyak dan gas. Pengaruh positif ini dapat dijelaskan karena tingkat inflasi berpengaruh pada penentuan harga barang input, dalam kasus KKKS gas alam kenaikan penerimaan gas alam pada kondisi kenaikan tingkat inflasi lebih besar dibanding kenaikan harga barang input pada operasi gas alam, sehingga didapatkan arah hubungan positif yang berbeda dengan arah hubungan antara INF dengan TPPHM pada hipotesis ketujuh.

Berdasarkan hasil pengujian, nilai koefisien regresi adalah -0,002083 dan nilai *prob t-stat* sebesar 0,2005 yang dapat diartikan KURS berpengaruh negatif dan tidak signifikan terhadap TPPHG, maka hipotesis kelima belas yang menyatakan KURS berpengaruh positif terhadap TPPHG ditolak.

Pengaruh negatif dan tidak signifikan KURS terhadap TPPHG dapat diduga karena komposisi penjualan gas alam selama tahun 2010-2016 yang berimbang antara kebutuhan domestik dan ekspor masing-masing sebesar 49,35% dan 50,65%, sehingga pelemahan dan penguatan nilai tukar Rupiah lebih berpengaruh pada biaya operasi gas alam sesuai dengan pernyataan Pudyantoro (2014: 89). Tidak signifikannya pengaruh KURS terhadap TPPHG dapat ditunjukkan melalui data penelitian KKKS produksi gas alam tahun 2014, penurunan PRICEG sebesar 1,03% dari tahun sebelumnya, penurunan LIFTG 1,93%, diikuti dengan pelemahan KURS 13,72%, menyebabkan penerimaan PPh gas alam menurun 11,93%. Penurunan harga dan *lifting* yang tidak seberapa memicu penurunan penerimaan yang signifikan dapat diduga karena pelemahan nilai tukar Rupiah di tahun 2014 menyebabkan peningkatan biaya operasi gas alam yang lebih besar dibanding peningkatan penerimaan dari ekspor gas alam melalui kontrak penjualan jangka panjang sehingga pengaruh KURS terhadap TPPHG menunjukkan arah hubungan yang berbeda dibanding pengaruh KURS terhadap TPPHM pada hipotesis kedelapan.

Erdos (2012) memberikan penjelasan yang dapat menjadi alasan perbedaan pengaruh KURS pada TPPHM dan TPPHG diantaranya (a) Perbedaan pasar, minyak mentah bersifat global dan gas alam bersifat segmentasi berdasarkan 3 (tiga) region, Eropa, Amerika Utara dan Asia Pasifik. (b) Minyak bumi relatif lebih mudah dan murah untuk dikirimkan, sedangkan pengiriman gas alam jauh lebih kompleks dan mahal. (c) Harga barang modal operasi gas alam jauh lebih mahal dibanding operasi minyak bumi, misalnya pipa gas, 7 (tujuh) kali lebih mahal dibanding pipa minyak mentah, sedangkan biaya pengemasan dan pengiriman gas alam dalam bentuk LNG adalah 6 (enam) kali lebih mahal daripada pengiriman tanker minyak mentah. (d) Penyimpanan, pengemasan dan pengiriman gas alam yang kompleks dan mahal dan untuk menghindari *lifting* terbuang percuma seringkali menyebabkan hasil *lifting* gas alam dijual dengan harga *spot* yang jauh lebih murah.

4. SIMPULAN

Berdasarkan pengujian hipotesis dan pembahasan hasil penelitian dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut, (1) tingkat *cost recovery* berpengaruh negatif dan signifikan; tingkat *first tranche petroleum* berpengaruh positif dan signifikan; *lifting* berpengaruh positif dan signifikan; ukuran KKKS berpengaruh negatif dan signifikan; dan tingkat inflasi tidak berpengaruh terhadap penerimaan PPh minyak bumi dan gas alam; (2) harga minyak bumi berpengaruh positif dan signifikan; nilai tukar Rupiah terhadap USD berpengaruh positif dan signifikan; dan tingkat *domestic market obligation* tidak berpengaruh terhadap tingkat penerimaan PPh minyak bumi; dan (3) harga gas alam tidak berpengaruh dan nilai tukar Rupiah terhadap USD tidak berpengaruh terhadap tingkat penerimaan PPh gas alam.

Keterbatasan penelitian antara lain (1) waktu yang hanya mencakup 7 (tujuh) tahun dan sampel yang terbatas karena data penelitian yang bersifat *balanced data panel*; (2) Penerimaan

PPh minyak bumi dan gas alam menggunakan data FQR KKKS hanya didasarkan pada kode akun pajak, belum dapat memisahkan penerimaan PPh sesuai dengan kode jenis setoran, data penelitian yang digunakan masih ada kemungkinan termasuk pembayaran STP, SKPKB, atau SKPKBT; (3) Masih terdapat variabel lain yang berpengaruh terhadap penerimaan PPh minyak bumi dan gas alam, berdasarkan nilai *adjusted R square* masing-masing sebesar 62,77% dan 58,24%. Faktor-faktor yang diduga memengaruhi penerimaan PPh minyak bumi dan gas alam antara lain, (1) cadangan minyak bumi dan gas alam terbukti, (2) *cost per barrel*, (3) usia kontrak bagi hasil, dan (4) lokasi serta jenis wilayah kerja (*onshore, offshore, konvensional, dan non-konvensional*).

Penelitian selanjutnya terkait penerimaan bagi hasil maupun PPh minyak bumi dan gas alam yang mungkin dapat dilakukan untuk melengkapi literatur di bidang perpajakan minyak dan gas antara lain adalah: (1) Penelitian tentang pengaruh kepemilikan KKKS perusahaan negara, KKKS perusahaan swasta nasional, dan KKKS perusahaan asing serta ukuran KKKS terhadap indikator efisiensi, profitabilitas, dan pembayaran pajak KKKS menggunakan *Data Envelopment Analysis* (DEA) dan *Stochastic Frontier Analysis* (SFA); (2) Penelitian tentang perbandingan penerimaan bagi hasil dan penerimaan PPh minyak dan gas dari kontrak PSC *cost recovery* dan kontrak PSC *gross split*; dan (3) Penelitian tentang faktor-faktor yang memengaruhi investasi pada kegiatan hulu minyak bumi dan gas alam di Indonesia; dan (4) Penelitian tentang penentuan harga gas alam di Indonesia, mengingat penerimaan gas alam mencakup 31% PNBPD SDA dan 66% PPh migas.

DAFTAR PUSTAKA

- Adamu, A. (2015). The Impact of Global Fall in Oil Prices on the Nigerian Crude Oil Revenue and Its Prices. *Proceedings of the Second Middle East Conference on Global Business, Economics, Finance and Banking*, 10(4), 2–18.
- Aini, R. N. (2015). *Analisis Pengaruh Cost Recovery, Lifting, serta Harga Minyak dan Gas Bumi Terhadap Penerimaan Pajak Penghasilan Minyak dan Gas Bumi*. Politeknik Keuangan Negara STAN.
- Allaendo, R. (2015). *Analisis Penerimaan Negara dari Sektor Migas pada Kontraktor Kontrak Kerja Sama Production Sharing Contract Tahun 2010-2014*. Universitas Indonesia.
- Benedictow, A., Fjærtoft, D., & Løfsnæs, O. (2013). Oil dependency of the Russian economy: An econometric analysis. *Economic Modelling*, 32(1), 400–428. <https://doi.org/10.1016/j.econmod.2013.02.016>
- Boyer, M. M., & Filion, D. (2007). Common and fundamental factors in stock returns of Canadian oil and gas companies. *Energy Economics*, 29(3), 428–453. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2005.12.003>
- Casassus, J., Ceballos, D., & Higuera, F. (2010). Correlation structure between inflation and oil futures returns: An equilibrium approach. *Resources Policy*, 35(4), 301–310. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2010.07.005>
- Clements, K., Lan, Y., & Roberts, J. (2008). Exchange-rate economics for the resources sector. *Resources Policy*, 33(2), 102–117. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2007.12.003>
- Dayanandan, A., & Donker, H. (2011). Oil prices and accounting profits of oil and gas companies. *International Review of Financial Analysis*, 20(5), 252–257. <https://doi.org/10.1016/j.irfa.2011.05.004>
- Diaz, E. M., Molero, J. C., & Perez de Gracia, F. (2016). Oil price volatility and stock returns in the G7 economies. *Energy Economics*, 54, 417–430. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.01.002>
- El-Sharif, I., Brown, D., Burton, B., Nixon, B., & Russell, A. (2005). Evidence on the nature and extent of the relationship between oil prices and equity values in the UK. *Energy Economics*, 27(6), 819–830. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2005.09.002>
- El Anshasy, A. A., & Bradley, M. D. (2012). Oil prices and the fiscal policy response in oil-exporting countries. *Journal of Policy Modeling*, 34(5), 605–620. <https://doi.org/10.1016/j.jpolmod.2011.08.021>

- Erdos, P. (2012). Have oil and gas prices got separated? *Energy Policy*, 49, 707–718. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.022>
- Faff, R. W., & Brailsford, T. J. (1999). Oil price risk and the Australian stock market. *Journal of Energy Finance & Development*, 4(1), 69–87. [https://doi.org/10.1016/s1085-7443\(99\)00005-8](https://doi.org/10.1016/s1085-7443(99)00005-8)
- Fan, Y., & Zhu, L. (2010). A real options based model and its application to China's overseas oil investment decisions. *Energy Economics*, 32(3), 627–637. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.08.021>
- Feng, Z., Zhang, S. B., & Gao, Y. (2014). On oil investment and production: A comparison of production sharing contracts and buyback contracts. *Energy Economics*, 42, 395–402. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.01.010>
- Gaspar Ravagnani, A. T. F. S., Costa Lima, G. A., Barreto, C. E. A. G., Munerato, F. P., & Schiozer, D. J. (2012). Royalty and tax versus production-sharing petroleum fiscal models: An analysis of risk and return of the optimal production strategy applied in Brazil. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 2, 1349–1358. <https://doi.org/10.2118/153487-ms>
- Ghandi, A., & Lin Lawell, C. Y. C. (2017). On the rate of return and risk factors to international oil companies in Iran's buy-back service contracts. *Energy Policy*, 103(November 2015), 16–29. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.003>
- Guo, R., Luo, D., Zhao, X., & Wang, J. (2016). Integrated evaluation method-based technical and economic factors for international oil exploration projects. *Sustainability (Switzerland)*, 8(2). <https://doi.org/10.3390/su8020188>
- Hill, M. T. (2003). *the British North Sea: the Importance of and Factors Affecting Tax Revenue From Oil Production. December.*
- Hvozdyk, L., & Mercer-blackman, V. (2010). What Determines Investment in the Oil Sector ? A New Era for National and International Oil Companies. *Development, August*, 1–49.
- Johnston, D. (2007). *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts.*
- Johnston, D. C., & Johnston, D. (2006). *Introduction to Oil Company Financial Analysis*, Tulsa. PennWell Books.
- Kang, W., Perez de Gracia, F., & Ratti, R. A. (2017). Oil price shocks, policy uncertainty, and stock returns of oil and gas corporations. *Journal of International Money and Finance*, 70, 344–359. <https://doi.org/10.1016/j.jimonfin.2016.10.003>
- Kretzschmar, G. L., Kirchner, A., & Reusch, H. (2008). Risk and return in oilfield asset holdings. *Energy Economics*, 30(6), 3141–3155. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.04.001>
- Kumar Bhaskaran, R., & K Sukumaran, S. (2016). An empirical study on the valuation of oil companies. *OPEC Energy Review*, 40(1), 91–108. <https://doi.org/10.1111/opeecr.12064>
- Lubiantara, B. (2012). *Ekonomi Migas: Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas (Oil and Gas Economics: Commercial Aspects Analysis of Oil and Gas Contract)*. Jakarta: PT. Gramedia Widiasarana Indonesia.
- McSweeney, E. J., & Worthington, A. C. (2008). A comparative analysis of oil as a risk factor in Australian industry stock returns, 1980-2006. *Studies in Economics and Finance*, 25(2), 131–145. <https://doi.org/10.1108/10867370810879447>
- Mohanty, S. K., Akhigbe, A., Al-Khyal, T. A., & Bugshan, T. (2013). Oil and stock market activity when prices go up and down: The case of the oil and gas industry. *Review of Quantitative Finance and Accounting*, 41(2), 253–272. <https://doi.org/10.1007/s11156-012-0309-9>
- Nakhle, C. (2008). *Petroleum taxation: sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*. Routledge.
- Narayan, P. K., & Sharma, S. S. (2011). New evidence on oil price and firm returns. *Journal of Banking and Finance*, 35(12), 3253–3262. <https://doi.org/10.1016/j.jbankfin.2011.05.010>
- Oberndorfer, U. (2009). Energy prices, volatility, and the stock market: Evidence from the Eurozone. *Energy Policy*, 37(12), 5787–5795. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.08.043>
- Ogbonna, G. N., & Ebimobowei, A. (2012). Petroleum Income and Nigerian Economy : Empirical Evidence. *Oman Chapter of Arabian Journal of Business and Management Review*, 1(9), 33–59. <https://doi.org/10.12816/0002159>
- Park, J., & Ratti, R. A. (2008). *Oil price shocks and stock markets in the U . S . and 13 European*

- countries*. 30, 2587–2608. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.04.003>
- Pirog, R. (2012). *Financial Performance of the Major Oil Companies, 2007-2011*. 2007–2011.
- Pudyantoro, A. R. (2014). *Proyek hulu migas: evaluasi dan analisis petroekonomi*. Petromindo.
- Ramos, S. B., & Veiga, H. (2011). Risk factors in oil and gas industry returns: International evidence. *Energy Economics*, 33(3), 525–542. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2010.10.005>
- Sadorsky, P. (1999). Oil price shocks and stock market activity. *Energy Economics*, 21(5), 449–469. [https://doi.org/10.1016/S0140-9883\(99\)00020-1](https://doi.org/10.1016/S0140-9883(99)00020-1)
- Sadorsky, P. (2001). Risk factors in stock returns of Canadian oil and gas companies. *Energy Economics*, 23(1), 17–28. [https://doi.org/10.1016/S0140-9883\(00\)00072-4](https://doi.org/10.1016/S0140-9883(00)00072-4)
- Sadorsky, P. (2008). Assessing the impact of oil prices on firms of different sizes: Its tough being in the middle. *Energy Policy*, 36(10), 3854–3861. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.07.019>
- Salisu, A. A., Isah, K. O., Oyewole, O. J., & Akanni, L. O. (2017). Modelling oil price-inflation nexus: The role of asymmetries. *Energy*, 125, 97–106. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.128>
- Sanusi, M. S., & Ahmad, F. (2016). Modelling oil and gas stock returns using multi factor asset pricing model including oil price exposure. *Finance Research Letters*, 18, 89–99. <https://doi.org/10.1016/j.frl.2016.04.005>
- Seftyandra, F. (2013). *Analisis Faktor-Faktor yang Memengaruhi Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) Subsektor Migas Periode 2001-2011*.
- Sek, S. K., Teo, X. Q., & Wong, Y. N. (2015). A Comparative Study on the Effects of Oil Price Changes on Inflation. *Procedia Economics and Finance*, 26(15), 630–636. [https://doi.org/10.1016/s2212-5671\(15\)00800-x](https://doi.org/10.1016/s2212-5671(15)00800-x)
- Sinaga, A. R. (2010). *Pengaruh Variabel-Variabel Makro Ekonomi Terhadap Penerimaan Pajak di Indonesia*. Tesis. Fakultas Ekonomi, Universitas Indonesia.
- Weijermars, R., Clint, O., & Pyle, I. (2014). Competing and partnering for resources and profits: Strategic shifts of oil Majors during the past quarter of a century. *Energy Strategy Reviews*, 3(C), 72–87. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2014.05.001>
- Zhu, L., Zhang, Z. X., & Fan, Y. (2015). Overseas oil investment projects under uncertainty: How to make informed decisions? *Journal of Policy Modeling*, 37(5), 742–762. <https://doi.org/10.1016/j.jpolmod.2015.08.001>