

**УЧАСТИЕ ЯПОНСКИХ КОРПОРАЦИЙ В  
МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТАХ  
РЕСПУБЛИКИ ИНДОНЕЗИЯ**  
(продолжение)

**Международные проекты по добыче нефти и газа в  
Индонезии с участием японских компаний**

Крупнейшей компанией по уровню добычи нефти в Индонезии является Chevron (США) – в 2011 г. ее доля в общем объеме добытой нефти составила 47%, далее идет государственная нефтегазовая компания Индонезии PT Pertamina (Persero) – 17%, Total (Франция) – 10%, ConocoPhillips (США) – 7% и замыкает пятерку китайская корпорация CNOOC с долей в 4%. По добыче газа лидирует французская Total – 34%, далее идут ConocoPhillips – 15%, BP (Великобритания) – 17% и PT Pertamina (Persero) – 13%<sup>12</sup>.

Из рассматриваемых проектов с участием японских компаний, самыми крупными являются следующие:

- проект по строительству завода по производству СПГ Abadi – корпорация INPEX имеет 60% участия и является оператором проекта;
- проект по строительству завода по производству СПГ Donggi-Senoro – японская Mitsubishi Corporation владеет долей участия 44.925%, являясь его оператором;
- блок Kangean – здесь Mitsubishi Corporation и JAPEX каждая имеет по 50% участия;
- блок Buton – оператором проекта является японская корпорация JAPEX (40% участия).

Проекты, в которых японские компании владеют разными долями участия, при этом, не являясь их операторами:

- проект по строительству завода по производству СПГ Tangguh, оператором является английская корпорация BP;
- завод по производству СПГ Arun – оператор американская корпорация ExxonMobil;

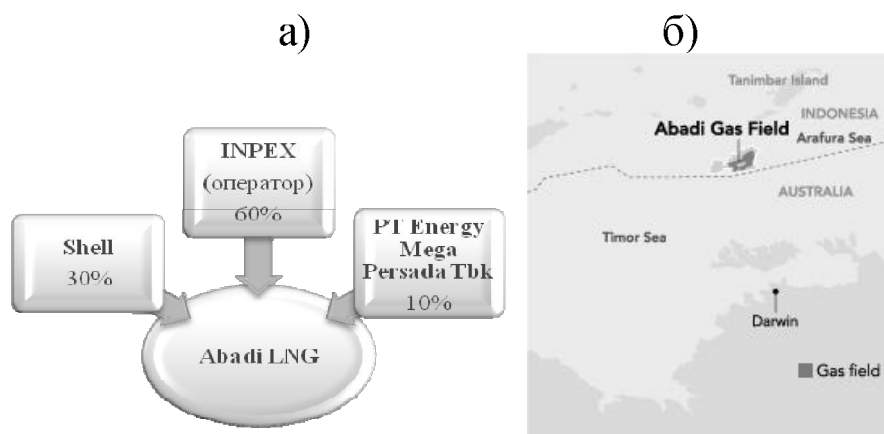
- морской блок Mahakam – оператор французская корпорация Total (50%, еще 50% принадлежит японской INPEX) и участок Attaka – оператор американская Chevron (50%, другие 50% так же принадлежат корпорации INPEX);
- блок South Natuna Sea Block B – оператор американская ConocoPhillips (40%), INPEX владеет 35%;
- блок North Sumatra Block A – оператор индонезийская компания PT Medco Energi Internasional Tbk (41.67%), японская JAPEX владеет 16.67%.

Далее, о перспективных проектах и участии в них японских корпораций.

#### 1) Завод по производству СПГ Abadi, Блок Masela

В ноябре 1998 г. корпорация INPEX (оператор проекта) приобрела 100% долю участия в газоносном блоке Masela в Арафурском море (см. Схема №1б), на востоке Индонезии. Продакшн-шеринг контракт (ПШК) был подписан между корпорацией INPEX и Правительством Республики Индонезия сроком на 30 лет. В июле 2011 г., корпорация INPEX передала 30% своих прав компании ShellUpstreamOverseasServices, дочерней компании корпорации Shell. Еще 10% были переданы индонезийской компании PT Energi Mega Persada Tbk (см. Схема №1а).

#### Схема №1



Источник: INPEX. Annual Report 2012. P. 61 -

[www.inpex.co.jp/ir/library/pdf/annual\\_report/inpex\\_annual2012\\_single.pdf](http://www.inpex.co.jp/ir/library/pdf/annual_report/inpex_annual2012_single.pdf)

В 2000 г., в результате бурения разведочной скважины Abadi-1 было открыто газовое месторождение Abadi – это стало первым подтверждением наличия запасов природного газа в Арафурском море. Далее, в период с 2002 по 2008 гг. было

пробурено еще шесть разведочных скважин, все из них подтвердили наличие в этом районе значительных залежей углеводородов<sup>3</sup>. По результатам разведочного бурения, запасы на месторождении оцениваются приблизительно в 10 трлн. куб. фут. природного газа<sup>4</sup>. В настоящее время корпорация INPEX проводит подготовительные, предпроектные изыскательные работы (ППД) по проекту строительства плавучего завода по производству сжиженного природного газа (СПГ). Контракт на проведение ППД общей стоимостью в 8.6 млн. долл. был заключен с корпорацией WoodGroupKenny (Великобритания). Ожидается, что подготовительные работы будут закончены в течение следующего года. Заключение контрактов на проведение инжиниринговых и конструкторских работ ожидается в период с 2014 по 2018 гг.<sup>5</sup> В планах корпорации INPEX – пробурить еще две или три оценочные скважины в 2013 г. и одну разведочную. Разработку месторождения планируется проводить поэтапно. Первый этап будет проходить в северной части месторождения, где, по оценкам, сконцентрирована большая часть запасов газа<sup>6</sup>.

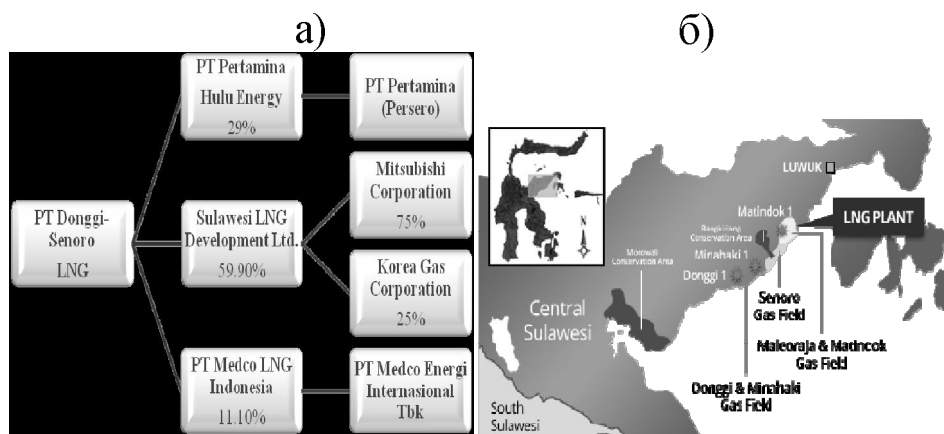
В декабре 2010 г., правительство Индонезии одобрило план строительства первой линии плавучего завода по производству СПГ, мощностью 120 млрд. куб. фут. в год<sup>7</sup>. Плавучий завод по производству СПГ будет располагаться в 170 км к юго-западу от города Саумлаки (Молуккские о-ва), что позволит существенно уменьшить экологическую нагрузку при постройке завода, т.к. концепция строительства плавучего завода, по сравнению со стационарным заводом по производству СПГ, не предполагает сооружения наземных терминалов и портовой инфраструктуры. Ожидается, что общий объем инвестиций в проект по сооружению плавучего завода Abadi составит 19.6 млрд. долл.<sup>8</sup>

## *2) Завод по производству СПГ Donggi-Senoro*

Это первый в своем роде проект, участниками которого являются корпорации исключительно из стран Азии (Япония, Южная Корея, Индонезия). Со стороны Индонезии в проекте участвует государственная нефтегазовая компания ПТ Пертамина (Персеро) с долей 29% и частная нефтяная компания PTMedcoEnergyInternationalTbk. – 11.10% (см. Схема №2а).

Южную Корею представляет KoreaGasCorporation с долей участия 14.975%. Оператором проекта является MitsubishiCorporation (44.925%), таким образом, этот проект – первый, оператором которого является японская корпорация<sup>9</sup>.

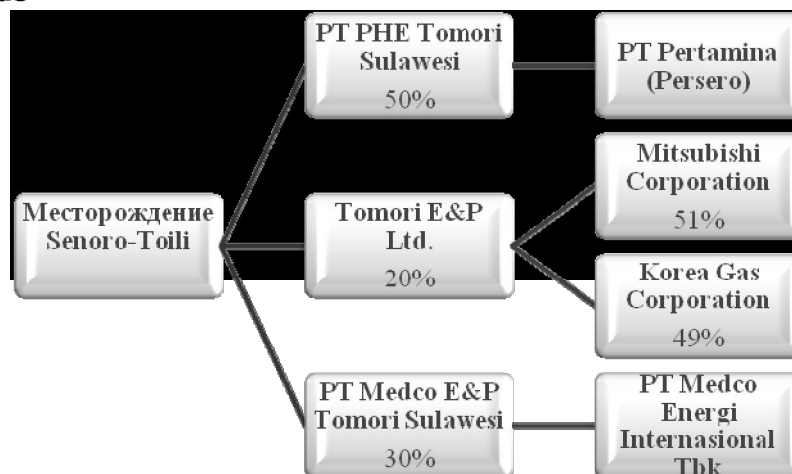
### Схема №2



Источники: Mitsubishi Corporation - [www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2011/html/0000013684.html](http://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2011/html/0000013684.html)  
Donggi-Senoro LNG- <http://www.donggisenorolng.co.id/dslng/?ver=ind>

Месторождение Senoro-Toili (см. Схема №3) – основной источник поставок газа для завода Donggi-Senoro. Ожидается, что газ с этого месторождения составит приблизительно 75% загружаемого объема (около 250 млн. куб. фут. в сутки, примерно 72 млрд. куб. фут. СПГ в год)<sup>10</sup>.

Схема №3



Источник: Mitsubishi Corporation - [www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2011/html/0000013684.html](http://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2011/html/0000013684.html)

Строительство завода по производству СПГ Donggi-Senoro позволит значительно увеличить объемы поставок СПГ в Японию и другие страны Восточной Азии, а также и на внутренний рынок Индонезии. Завод будет располагаться вблизи города Лувук, провинции Центральный Сулавеси. Проектная производительность завода – 95 млрд. куб. фут. СПГ в год (приблизительно 50 тыс. барр. н. э. в сутки). В планах начать производство СПГ на заводе уже в 2014 году<sup>11</sup>.

По оценкам, стоимость работ по сооружению завода составит 2.8 млрд. долл.<sup>12</sup> Финансирование проекта частично возьмет на себя Банк Японии для Международного Сотрудничества (JBIC)<sup>13</sup>.

### 3) Блок Kangean

Японские корпорации Mitsubishi и JAPEX совместно владеют 50% долей участия в Блоке, еще 50% принадлежит индонезийской компании PT Energy Mega Persada Tbk (см. Схема №4).

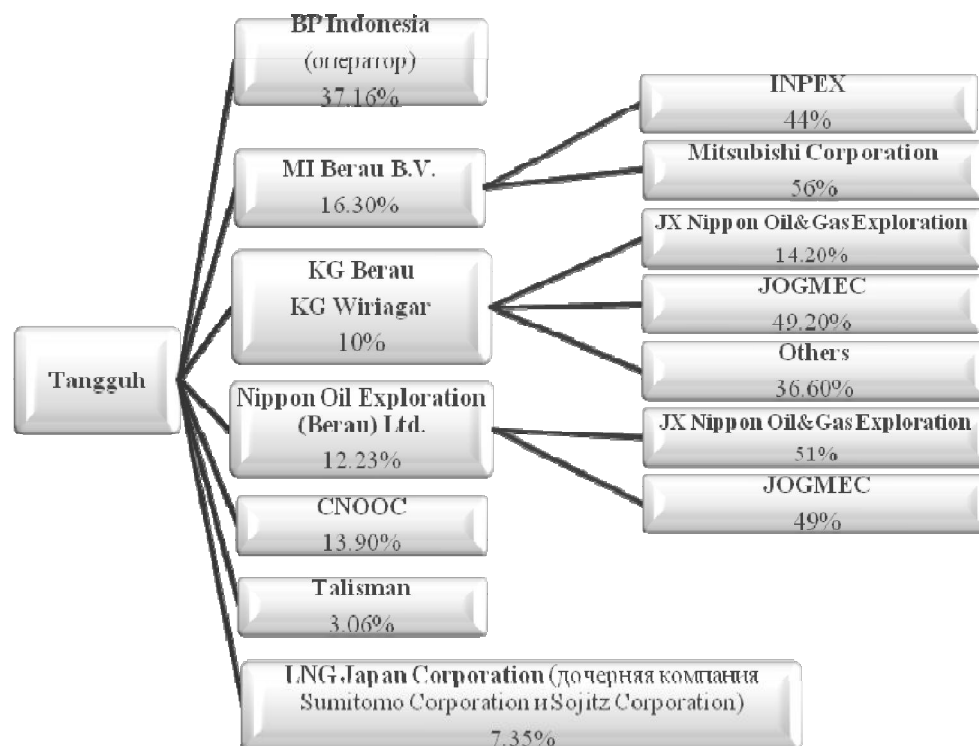


Синдицированный кредит на разработку месторождений в размере 300 млн. долл. был предоставлен Банком Японии для Международного Сотрудничества (JBIC) – 180 млн. долл. и Банком Токуо-MitsubishiUFJ (BTMU) – 120 млн. долл.<sup>17</sup>.

4) *Завод по производству СПГ Tangguh, Блок Berau*

Проект строительства завода по производству СПГ Tangguh – отличный шанс для японских компаний укрепить связи с Индонезией в сфере энергетики, что является очень важным для обеспечения стабильных поставок энергоресурсов в Японию. Японские корпорации, в общей сложности, владеют долей участия в 45.9% в проекте по строительству завода Tangguh (см. Схема №5). Nippon Oil Exploration (Berau) Ltd. (совместное предприятие японских JXNipponOil&GasExploration – 51% и JOGMEC – 49%) была первой компанией, вступившей в этот проект еще на стадии проведения разведочных работ на месторождениях блока<sup>18</sup>.

**Схема №5**



Источник: INPEX. Annual Report 2012. P. 60 -

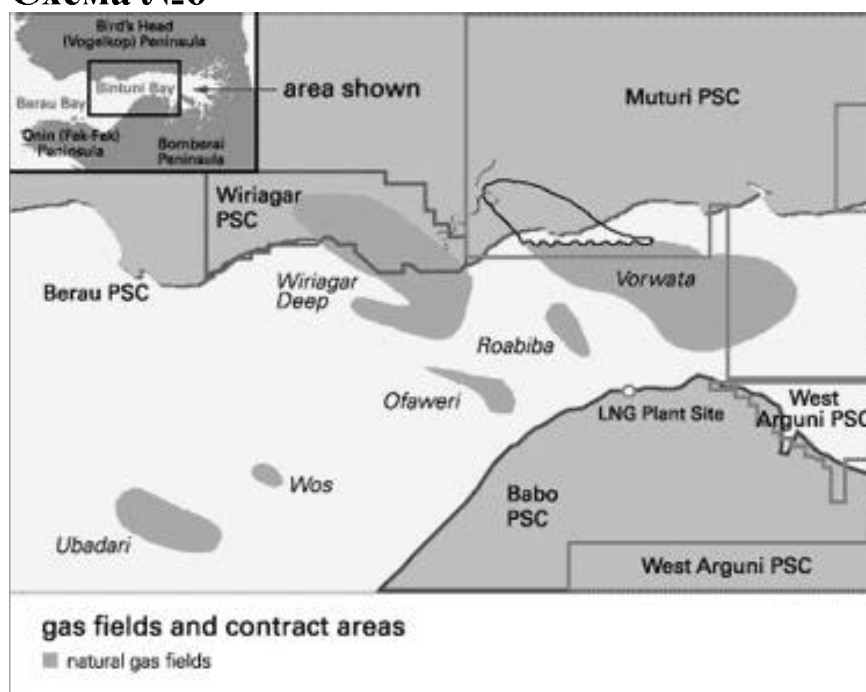
[www.inpex.co.jp/ir/library/pdf/annual\\_report/inpex\\_annual2012\\_single.pdf](http://www.inpex.co.jp/ir/library/pdf/annual_report/inpex_annual2012_single.pdf)

Проект Tangguh был создан компаниями, разрабатывающие смежные блоки – Berau, Wiriagar и Muturi в округе Бинтун провинции Западные Папуа. Общие запасы газа оцениваются здесь в 14.4 трлн. куб. фут.<sup>19</sup> Оператором проекта с 2003 г.

является английская корпорация BP, после того как государственная нефтегазовая компания Индонезии ПТ Пертамина (Персеро) изменила свой статус с регулятора нефтегазовой отрасли на рядового его участника<sup>20</sup>.

Завод Tangguh – третий по величине в Индонезии после заводов Bontang и Arun. Располагаясь на стыке нескольких блоков, проект охватывает шесть газовых месторождений, включая два гигантских – Wiriagar Deep и Vorwata и четыре более мелких - Roabiba, Ofaweri, Wos и Ubadariin (см. Схема №6)<sup>21</sup>.

**Схема №6**



*Источник: BP. TangguhLNG -*

*[www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9004779&contentId=7008759](http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9004779&contentId=7008759)*

В активах проекта значится 14 эксплуатационных скважин, две буровые морские платформы, два газопровода и завод по производству СПГ с двумя производственными линиями суммарной мощностью 184 млрд. куб. фут. СПГ в год каждая (3.8 млн. тонн)<sup>22</sup>. В декабре 2012 г. правительство Индонезии одобрило план строительства третьей производственной линии завода мощностью 184 млрд.куб.фут. СПГ в год, которую планируется ввести в эксплуатацию в конце 2018 г.<sup>23</sup>



Поставки СПГ с завода *Tangguh* начались в июле 2009 г. с поставок в Южную Корею. Газ, производимый на заводе распределяется по контрактам следующим образом<sup>24</sup>:

- контракт на поставку до 179 млрд.куб.фут. (3.7 млн. тонн) СПГ в год на терминал *Sempra* в Калифорнии – продажа СПГ по этому контракту – первый пример того, как СПГ, произведенный в Азии, поставляется по долгосрочному контракту на западное побережье Северной Америки;
- контракт на поставку 126 млрд.куб.фут. (2.6 млн. тонн) СПГ в год на строящийся компанией *CNOOC* терминал в провинции *Фуцзянь*, на востоке Китая;
- контракт с *K-Power* и *POSCO* в Южной Корее на поставку 72 млрд.куб.фут. (1.5 млн. тонн) СПГ в год.

Стоимость работ по строительству завода составила 5 млрд. долл., из которых 3.5 млрд. долл. профинансировали международные банки. Первый транш 2.6 млрд. долл. (Международный Транш) был предоставлен в 2006 г., суммы распределены следующим образом<sup>25</sup>:

- Банк Японии для Международного Сотрудничества (*JBIC*) – 1,200 млн. долл.;
- Азиатский Банк Развития (*ADB*) – 350 млн. долл.;
- Консорциум международных коммерческих банков (*BNP Paribas*, *Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ*, *Mizuho Corporate Bank* (отделение в Гонконге), *Sumitomo Mitsui Banking Corporation*, *Standard Chartered Bank*, *ING Bank*, *Fortis Bank* (Сингапурское отделение) – 1,066 млн. долл.

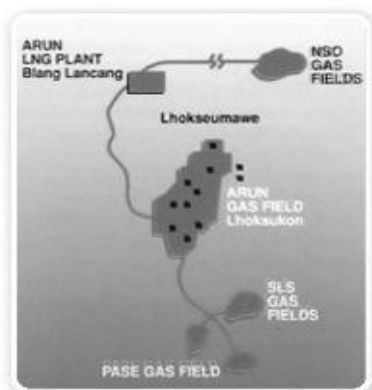
Второй транш на сумму 884 млн. долл. (*Фуцзянь Транш*) был предоставлен в 2007 г. с участием шести банков – *Intesa Sanpaolo*, *Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ*, *Dn BNOR Bank*, *Bank of China*, *The Royal Bank of Scotland* и *Mizuho Corporate Bank*. Особенностью финансовой стороны проекта является тот факт, что обязательства взяли на себя исключительно подрядчики, не привлекая гарантий правительства<sup>26</sup>.

##### *5) Завод по производству СПГ Arun*

Завод по производству СПГ *Arun* – один из крупнейших в Индонезии (см. Схема №7). Он располагается в провинции *Ачех*, на севере о-ва *Суматра*. Именно благодаря заводу *Arun*,

вместе с заводом Bontang, Индонезии удавалось оставаться лидером по экспорту СПГ на протяжении более двух десятков лет. В 1981 г. TohokuElectricPowerCo., Inc., и TokyoElectricPowerCo., Inc. подписали договор с государственной нефтегазовой компанией Индонезии ПТ Пертамина (Персеро) на закупку газа, добываемого на месторождении Arun. Доли в проекте распределены следующим образом: ПТ Пертамина – 55%, ExxonMobil – 30%, Японская ассоциация покупателей газа (JaranIndonesiaLNGCompany, JILCO) – 15%. Японская корпорация Mitsubishi курирует импортные поставки производимого на заводе Arun СПГ<sup>27</sup>. Пик производства на заводе Arun пришелся на 1994 г. и составил 792 млрд. куб. фут. СПГ в год, к 2011 г. этот показатель значительно снизился и составил 106 млрд. куб. фут. СПГ в год. Основными потребителями продукции завода были японские и южнокорейские подрядчики<sup>28</sup>.

### Схема №7



Источник: ArunLNG - [www.arunlng.co.id/Profile/Plantsite.aspx](http://www.arunlng.co.id/Profile/Plantsite.aspx)

Газовый потенциал месторождения Arun был открыт в 1971 г. В то время существовало три альтернативных проекта коммерческой разработки месторождения:

- первый вариант предполагал осуществление поставок добытого газа в Калифорнию;
- второй вариант проекта предполагал сооружение магистрального трубопровода, ориентированного на удовлетворение спроса на газ в Сингапуре;
- третий вариант предусматривал поставки сжиженного природного газа с завода Arun по морю в Японию.

В итоге был выбран третий вариант. Стоимость первого этапа строительства составила 1 млрд. долл. Поставки СПГ с

завода Arun стали осуществляться в Японию в октябре 1978 г., за поставками в Японию последовали поставки в Южную Корею и на Тайвань. Строительство завода проходило в несколько этапов<sup>29</sup>:

- первый этап 1974-1978 гг. – сооружение первых трех производственных линий компанией Bechtel Inc.;
- второй этап 1982-1983 гг. – построены четвертая и пятая линии, подрядчик – компания Chiyoda;
- третий этап 1984-1986 гг. – строительство шестой производственной линии компанией Japan Gas Corporation (JGC).

На заводе Arun установлено шесть производственных линий, но работают в настоящее время только две ввиду падения добычи на месторождениях. В ситуации растущего внутреннего спроса на энергоресурсы, строительство терминала по приему СПГ на месте действующего завода Arun могло бы способствовать решению проблемы снабжения страны энергоресурсами, так как это позволило бы принимать СПГ с других заводов, (Tangguh, Donggi-Senoro, Bontang). В планах правительства так же значится:

- переустройство завода в терминал по приемке и регазификации СПГ общей мощностью 400 млн. куб. фут. в сутки – в этом случае произведенный газ будет поставляться предприятиям по производству бумаги, удобрений, а также энергетическим компаниям в провинциях Ачех и Северная Суматра;
- сооружение плавучего нефтеналивного хранилища и регазификационной установки на заводе компании PTPGN (государственная газовая компания Индонезии) в порту Белаван, Северная Суматра мощностью 140 млн. куб. фут. в сутки<sup>30</sup>.

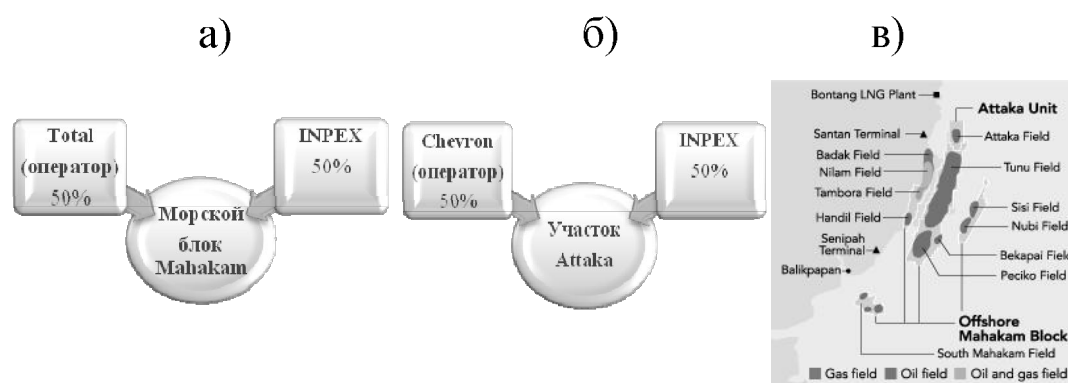
Первый вариант (переустройство завода в терминал по приемке и регазификации СПГ) потребует меньших финансовых вложений, так как в этом случае потребуется только построить регазификационные мощности. В случае же постройки плавучего хранилища, стоимость работ существенно возрастет, так как потребуется сооружение дополнительных объектов портовой инфраструктуры. По оценкам специалистов, стоимость работ по сооружению терминала по приемке и регазифи-

кации СПГ может составить около 80 млн. долл. Основной проблемой в данном вопросе является тот факт, что государственная нефтегазовая компания ПТ Пертамина (Персеро) не добывает достаточно газа для загрузки завода Arun. Пертамина обратилась в Министерство энергетики Индонезии с предложением перенаправить на Arun часть газа, поставляемого на завод Tangguh, расположенный в провинции Западное Папуа. Реализацию проекта планировалось провести в 2013 г., однако окончательного соглашения по этому вопросу пока не достигнуто, так как Правительство Индонезии находится на этапе согласования цен на поставляемый с завода Tangguh газ<sup>31</sup>.

*б) Морской блок Mahakam, участок Attaka*

Этот проект – один из крупнейших, в котором участвует японская корпорация INPEX, обладая равными долями с французской корпорацией Total, оператором проекта. На сегодняшний день остается открытым вопрос о продлении срока действия ПШК по Блоку, который истекает в 2017 г. Контракт был подписан между корпорацией INPEX и Правительством Индонезии в октябре 1966 г. В то время INPEX принадлежало 100% доля участия в проекте. В июле 1970 г. INPEX уступила 50% участия в блоке французской корпорации Total (см. Схема №8а)<sup>32</sup>.

**Схема №8**



Источник: INPEX. Annual Report 2012. P.59 - [www.inpex.co.jp/ir/library/pdf/annual\\_report/inpex\\_annual2012\\_single.pdf](http://www.inpex.co.jp/ir/library/pdf/annual_report/inpex_annual2012_single.pdf)

В апреле 1970 г. корпорациями INPEX и Chevron, разрабатывающими соседние блоки, был выделен для совместной раз-

работки участок Attaka. Каждая сторона получила в проекте 50% (см. Схема №8б).

Добыча нефти и природного газа на блоке Mahakam началась в 1972 г. Были открыты следующие нефтяные и газовые месторождения (см. Схема №8в)<sup>33</sup>:

- нефтяные месторождения: Векараi, Handil и Tambora (нефть и газ);

- газовые месторождения: Tunu, Peciko и Sisi-Nubi.

В октябре 2012 г. добыча нефти на месторождениях блока достигла показателя в 67,478 барр. в сутки, что оказалось выше запланированного показателя в 66,000 барр. в сутки. Добыча газа достигла 1,915 млн куб. фут. в сутки – этот показатель оказался ниже запланированного (2,020 млн. куб. фут.) из за снижающегося дебета скважин<sup>34</sup>. Нефть, добываемая с месторождений, поставляется, в основном, на нефтеперерабатывающие заводы в Японии танкерами с терминалов Santan и Senipah. Природный газ – на завод Bontang в Восточном Калимантане и далее, уже в виде СПГ, экспортируется преимущественно в Японию и другие страны АТР.

Добыча углеводородов на южных месторождениях блока Mahakam (SouthMahakamfields) началось в октябре 2012 г., двумя месяцами раньше запланированного срока, с двух скважин месторождения Stupa. Объем добычи составил 100 млн. куб. фут. в сутки. В проекте – разработка двух газовых месторождений (Jemrang, Metulang) и трех газоконденсатных (Stupa, East Mandu и Jumelai). Ожидается, что к концу 2013 г., добыча газа с месторождений достигнет уровня в 370 млн. куб. фут. в сутки, включая 96 млн. куб. фут. – добычу конденсата<sup>35</sup>. Совместные инвестиции в проект японской корпорации INPEX и французской Total, до 2017 г., составят приблизительно 2 – 2.5 млрд. долл. в год<sup>36</sup>.

7) Блок *Sanga Sanga* и Блок *Sanga Sanga CBM* (метан угольных пластов)

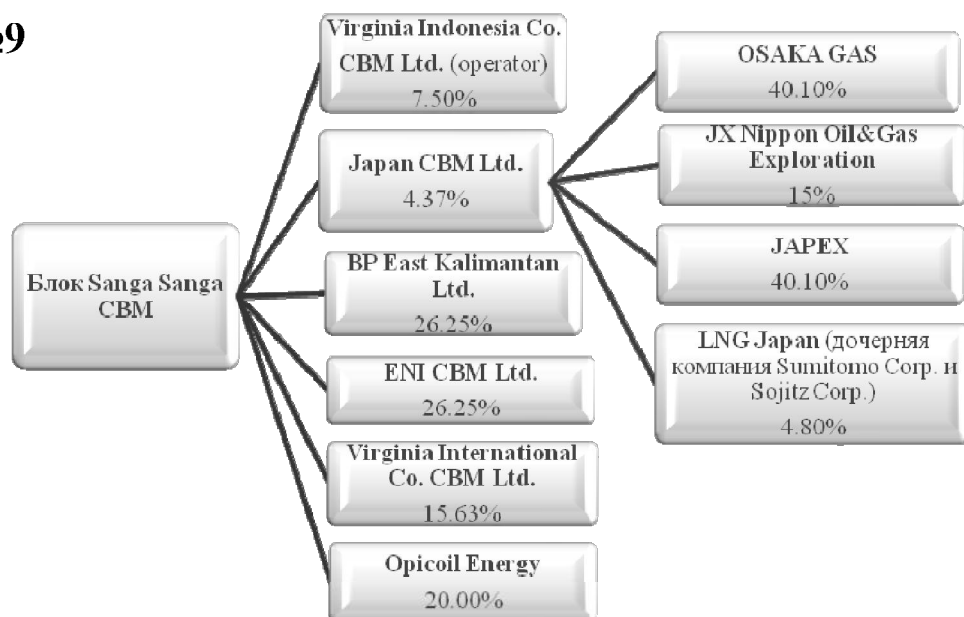
Индонезия обладает значительными геологическими запасами метана угольных пластов – запасы оцениваются в 453 трлн.куб.фут.<sup>37</sup> (3-е место в мире после США и Китая). Географически запасы сконцентрированы в следующих районах Ин-

донезии: Южная Суматра – 183 трлн.куб.фут., Барито – 101.6 трлн.куб.фут., Кутай – 89.4 трлн.куб.фут., Центральная Суматра – 52.5 трлн.куб.фут., Таракан – 17.5 трлн.куб.фут., Бюроу – 8.4 трлн.куб.фут.<sup>38</sup>.

Добыча газа на Блоке *SangaSanga* осуществляется с газовых месторождений Badak, Nilam, Mutiara, Sembelah, Pamaguan и Lamprak. Добытый газ затем доставляется на завод по производству СПГ Badak, расположенный в городе Bontang, провинции Восточный Калимантан, и далее, в сжиженном виде, поставляется по морю в Японию, Южную Корею и Тайвань<sup>39</sup>. Завод по производству СПГ Badak – один из крупнейших в мире, на нем установлено 8 производственных линий общей мощностью производства 1.080 трлн. куб. фут. сжиженного природного газа в год<sup>40</sup>.

Японские компании (OSAKAGAS, METI, JX Nippon Oil & Gas Exploration, JAPEX, LNGJAPAN) участвуют в разработке Блока через совместное предприятие Universe Gas & Oil Company Inc., с общей долей участия – 4.375% (см. Схема №9). В 2011 г. объем добычи на месторождениях Блока составил 81,368 барр. н.э. в день. В настоящее время проект, разрабатывающийся на протяжении уже почти 40 лет, находится на стадии снижения добычи из-за падения дебетов скважин. В течение 2011 г. компания Universe Gas & Oil Company Inc. пробурила 42 эксплуатационные скважины с целью увеличения нефтеотдачи пластов и поддержания уровня добычи углеводородов<sup>41</sup>.

ПШК по Блоку *Sanga Sanga CBM* (добыча метана из угольных пластов) был подписан в 2009 г. Блок Sanga Sanga CBM охватывает площадь в 1700 кв.км. в богатом газоносном бассейне Kutai провинции Восточный Калимантан и пересекается с Блоком Sanga Sanga. Ожидается, что существующая в этом районе добычи инфраструктура позволит эффективно реализовать проект по добыче метана из угольных пластов.

**Схема №9**

Источник: JAPEX. Annual Report 2012. P.18 -[www.japex.co.jp/ir/JapexAR2012\\_J.pdf](http://www.japex.co.jp/ir/JapexAR2012_J.pdf)

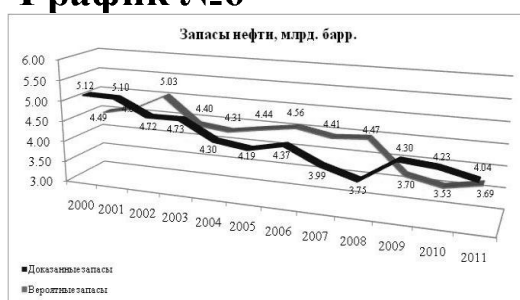
Начиная с 2012 г. проводятся работы по оценке запасов. Предварительные исследования показали, что Блок может содержать около 4 трлн. куб. фут. газа. Ожидается, что стоимость работ по Блоку составит 38 млн. долл. Газ планируется поставлять на газовую электростанцию в городе Сангатта, Восточный Калимантан, сооружение которой было закончено в 2012 г. Запуск в производство запланирован на 2013 г.<sup>42</sup>

### Заключение

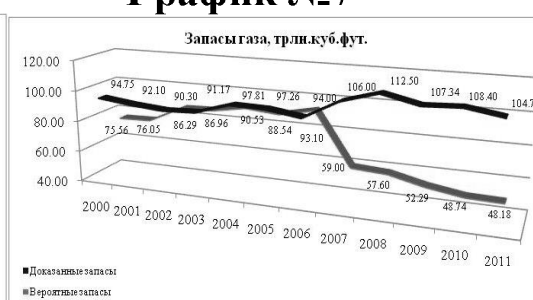
Индонезия могла бы создать благоприятный климат для развития нефтегазового сектора не только на межгосударственном, но и на межрегиональном уровнях. Для этого существуют все необходимые предпосылки – прежде всего, страна является пионером в заключении контрактов типа продакшн-шеринг, то есть опыт и навыки работы по этой схеме в стране проработаны давно. На данном этапе, проблемой является излишняя политизация отрасли, когда политические решения превалируют над стратегическими. Стоит принять во внимание еще и тот факт, что в 2014 г. состоятся выборы президента Республики Индонезия. Это, возможно, до некоторой степени объясняет происходящие изменения в отрасли, направленные, по мнению аналитиков, на обеспечение национальных интересов страны. К сожалению, такие популистские действия ведут к серьезным

экономическим последствиям. В нефтегазовом секторе Индонезии есть проблемы, решить которые только лишь силами национальных нефтяных компаний не представляется возможным. Ресурсная база Индонезии истощается. На графиках №6-№7 видно, что за 10 лет величина доказанных запасов нефти снизилась на 21%. Доказанные запасы газа, напротив, увеличились на 10.5%, однако настораживает динамика вероятных запасов газа – здесь мы видим снижение на 36%. Такая динамика свидетельствует о том, что для поддержания ресурсной базы, Индонезии остро необходимы инвестиции в геологоразведку.

**График №6**



**График №7**



*Источник: Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2012. Ministry of Energy and Mineral Resources. P. 66, p. 76 - [prokum.esdm.go.id/Publikasi/Handbook%20of%20Energy%20&%20Economic%20Statistics%20of%20Indonesia%20/Handbook%20of%20Energy%20&%20Economic%20Statistics%20ind%202012.pdf](http://prokum.esdm.go.id/Publikasi/Handbook%20of%20Energy%20&%20Economic%20Statistics%20of%20Indonesia%20/Handbook%20of%20Energy%20&%20Economic%20Statistics%20ind%202012.pdf)*

Кроме геологоразведки остро стоит проблема увеличения нефтеотдачи пластов уже разрабатываемых месторождений. Это также требует значительных инвестиций, более того, следует принять во внимание временной фактор – задержка финансирования может отрицательно сказаться на геологических возможностях разрабатываемых скважин.

Японо-индонезийские отношения имеют большой потенциал для дальнейшего развития. Присутствие японских корпораций в нефтегазовом секторе Индонезии – яркое тому подтверждение. Стратегически важным для страны являются рассмотренные выше проекты строительства заводов по производству СПГ Abadi и Donggi-Senoro, разработка блока Kangean, и блока Sanga Sanga CBM (метан угольных пластов). Важной составляющей их успешной реализации является грамотное и эффективное сотрудничество корпораций-партнеров. Конечно, как японская, так и индонезийская сторона преследуют свои интересы в деле реализации совместных проектов. Грамотный



менеджмент и продуманные политические решения со стороны индонезийских властей могут улучшить привлекательность отрасли для иностранных инвесторов и существенно повысить эффективность использования ее ресурсной базы.

---

<sup>1</sup>Oil and Gas in Indonesia. Investment and Taxation Guide. May 2012 - 5<sup>th</sup>ed. P.10-11 - [www.pwc.com/id/en/publications/assets/oil-and-gas-guide\\_2012.pdf](http://www.pwc.com/id/en/publications/assets/oil-and-gas-guide_2012.pdf)

<sup>2</sup>Ibid.

<sup>3</sup>Abadi Gas Field, Indonesia - [www.offshore-technology.com/projects/abadi-field/](http://www.offshore-technology.com/projects/abadi-field/)

<sup>4</sup> В Индонезии планируется разработка газового месторождения Абади. Информационно-аналитический центр “Минерал”, 14 января 2011 - [www.mineral.ru/News/43383.html](http://www.mineral.ru/News/43383.html)

<sup>5</sup> Inpex Masela Awards Abadi LNG Contract to Wood Group Kenny, Indonesia. LNG Worlds News, January 31, 2013 - [www.lngworldnews.com/inpex-masela-awards-abadi-lng-contract-to-wood-group-kenny-indonesia/](http://www.lngworldnews.com/inpex-masela-awards-abadi-lng-contract-to-wood-group-kenny-indonesia/)

<sup>6</sup>Abadi Gas Field...

<sup>7</sup>国際石油開発帝石株式会社(INPEX).アニュアルレポート (INPEX. Годовой отчет 2012) P.54 - [www.inpex.co.jp/ir/library/pdf/annual\\_report/inpex\\_annual2012\\_single.pdf](http://www.inpex.co.jp/ir/library/pdf/annual_report/inpex_annual2012_single.pdf)

<sup>8</sup>Abadi Gas Field...

<sup>9</sup>インドネシア共和国スノロ・トイリ天然ガス鉱区への韓国ガス公社招聘. プレスルーム. 三菱商事 (Корейской газовой корпорации предложено участвовать в проекте разработки газового месторождения Senoro-Toili в Индонезии). December 22, 2011 - [www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2011/html/0000013684.html](http://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2011/html/0000013684.html)

<sup>10</sup> Ibid.

<sup>11</sup> Газовая промышленность Индонезии. Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса - [www.cdu.ru/articles/detail.php?ID=312920](http://www.cdu.ru/articles/detail.php?ID=312920)

<sup>12</sup>ドンギ・スノロLNGプロジェクトの最終投資決定. プレスルーム. 三菱商事 (О принятии окончательного инвестиционного решения по проекту строительства завода по производству СПГ Donggi-Senoro). January 24, 2011 -

[www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2011/html/0000011632.html](http://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2011/html/0000011632.html)

<sup>13</sup> Comment: Mitsubishi's role in the Donggi-Senoro project underlines the evolution of Japan's trading houses in the LNG industry. ICIS, January 28, 2011 - [www.icis.com/heren/articles/2011/01/28/9430579/comment-](http://www.icis.com/heren/articles/2011/01/28/9430579/comment-)

mitsubishis-role-in-the-donggi-senoro-project-underlines-the-evolution-of-japans-trading.html

<sup>14</sup>石油資源開発株式会社 (JAPEX). アニュアルレポート (JAPEX. Годовой отчет 2012). P.16 - [www.japex.co.jp/ir/JapexAR2012\\_J.pdf](http://www.japex.co.jp/ir/JapexAR2012_J.pdf)

<sup>15</sup>インドネシア共和国カンゲアン鉱区のテランガス田における原油換算累計生産量、1千万バレル達成. プレスルーム. 三菱商事. (Добыча газа на месторождении Terang блока Kangean в Индонезии достигла 10 млн. барр.н.э.) March 19, 2013 -

[www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2013/html/0000018693.html](http://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2013/html/0000018693.html)

<sup>16</sup> Ibid.

<sup>17</sup>インドネシアカンゲアン石油・ガス開発プロジェクトファイナンス契約締結. プレスルーム. 三菱商事. (О заключении соглашения по финансированию проекта по разработке нефтегазовых месторождений блока Kangean в Индонезии). July 29, 2009 -

[www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2009/html/0000008208.html](http://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2009/html/0000008208.html)

<sup>18</sup>インドネシア・タングーLNGプロジェクトに対する融資契約の調印. (Подписание кредитного соглашения по проекту строительства завода по сжижению газа Tangguh в Индонезии). No./2006-36, August 2, 2006 - [www.jbic.go.jp/ja/about/press/2006/0802-01/index.html](http://www.jbic.go.jp/ja/about/press/2006/0802-01/index.html)

<sup>19</sup>Tangguh LNG. BP Indonesia -

[www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9004779&contentId=700875](http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9004779&contentId=700875)

<sup>20</sup>Tangguh LNG Project, Bintuni Bay, West Papua, Indonesia. Hydrocarbons Technology - [www.hydrocarbons-technology.com/projects/tangguh/](http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/tangguh/)

<sup>21</sup> Ibid.

<sup>22</sup> Indonesia News: BP Posts 5.26% Growth from Papua Last Year. The Indonesia Today - [m.theindonesiatoday.com/news/indonesia-news-bp-posts-526-growth-papua-year/#.UYKxvqLDCSo](http://m.theindonesiatoday.com/news/indonesia-news-bp-posts-526-growth-papua-year/#.UYKxvqLDCSo)

<sup>23</sup> BP: Indonesia Approved \$12 Billion Tangguh LNG Expansion. The Wall Street Journal, November 2, 2012 - [online.wsj.com/article/SB10001424052970204712904578094051528788578.html](http://online.wsj.com/article/SB10001424052970204712904578094051528788578.html)

<sup>24</sup> Energy: Special Team Establishment for Tangguh Contract Stalled. The Indonesia Today - [m.theindonesiatoday.com/news/energy-special-team-establishment-tangguh-contract-stalled/#.UYKxN6LDCSo](http://m.theindonesiatoday.com/news/energy-special-team-establishment-tangguh-contract-stalled/#.UYKxN6LDCSo)

<sup>25</sup>Tangguh LNG financing agreement. Release date: 01 August 2006. BP Indonesia -

[www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=9004787&contentId=7031656](http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=9004787&contentId=7031656)

<sup>26</sup>Tangguh LNG Financing Agreement 2007. Release date: 29 October 2007. BP Indonesia -

[www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=9004787&contentId=7038147](http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=9004787&contentId=7038147)

- <sup>27</sup> Mitsubishi Corporation. Indonesia Project Unit - [www.mitsubishicorp.com/jp/en/bg/energy/dngb/uindonesia.html](http://www.mitsubishicorp.com/jp/en/bg/energy/dngb/uindonesia.html)
- <sup>28</sup> PT Arun Natural Gas Liquefaction – its Development throughout the history of Indonesian LNG Production - [aulleaul.wordpress.com/2011/05/26/pt-arun-natural-gas-liquefaction-%E2%80%93-its-development-throughout-the-history-of-indonesian-lng-production/](http://aulleaul.wordpress.com/2011/05/26/pt-arun-natural-gas-liquefaction-%E2%80%93-its-development-throughout-the-history-of-indonesian-lng-production/)
- <sup>29</sup> PT. Arun NGL. About Plantsite - [www.arunlng.co.id/Profile/Plantsite.aspx](http://www.arunlng.co.id/Profile/Plantsite.aspx)
- <sup>30</sup> Rangga D. Fadillah. BPMigas says Arun LNG plant conversion project in limbo. The Jakarta Post, January 11, 2012 - [www.thejakartapost.com/news/2012/01/11/bpmigas-says-arun-lng-plant-conversion-project-limbo.html](http://www.thejakartapost.com/news/2012/01/11/bpmigas-says-arun-lng-plant-conversion-project-limbo.html)
- <sup>31</sup> Ibid.
- <sup>32</sup> 国際石油開発帝石株式会社(INPEX). アニュアルレポート 2012 . (INPEX.Годовой отчет 2012.). P.59 - [www.inpex.co.jp/ir/library/pdf/annual\\_report/inpex\\_annual2012\\_single.pdf](http://www.inpex.co.jp/ir/library/pdf/annual_report/inpex_annual2012_single.pdf)
- <sup>33</sup> Ibid.
- <sup>34</sup> Amahl S. Azwar. Total keeps plan in Mahakam block. The Jakarta Post, November 3, 2012 - [www.thejakartapost.com/news/2012/11/03/total-keeps-plan-mahakam-block.html](http://www.thejakartapost.com/news/2012/11/03/total-keeps-plan-mahakam-block.html)
- <sup>35</sup> Ibid.
- <sup>36</sup> Amahl S. Azwar. Total requests incentives for Mahakam block. The Jakarta Post, March 23, 2013- [www.thejakartapost.com/news/2013/03/23/total-requests-incentives-mahakam-block.html](http://www.thejakartapost.com/news/2013/03/23/total-requests-incentives-mahakam-block.html)
- <sup>37</sup> Indonesian Petroleum Association. CBM - [www.ipa.or.id/home.php?page\\_id=10&page\\_category\\_id=3&event](http://www.ipa.or.id/home.php?page_id=10&page_category_id=3&event)
- <sup>38</sup> Indonesia Expects Seven CBM Blocks to Come Online This Year. Natural Gas Asia, September 5, 2012 - [www.naturalgasasia.com/indonesia-expects-seven-cbm-blocks-to-come-online-this-year-6784](http://www.naturalgasasia.com/indonesia-expects-seven-cbm-blocks-to-come-online-this-year-6784)
- <sup>39</sup> VICO Indonesia. Our Business - [www.vico.co.id/our-business](http://www.vico.co.id/our-business)
- <sup>40</sup> Indonesian Energy Report. August 2010. Norton Rose, edition No.NR8180 08/10. P.29 - [www.nortonrose.com/files/indonesian-energy-report-pdf-468-kb-30287.pdf](http://www.nortonrose.com/files/indonesian-energy-report-pdf-468-kb-30287.pdf)
- <sup>41</sup> 石油資源開発株式会社(JAPEX). アニュアルレポート2012. (JAPEX.Годовой отчет 2012.). P.17 - [www.japex.co.jp/ir/JapexAR2012\\_J.pdf](http://www.japex.co.jp/ir/JapexAR2012_J.pdf)
- <sup>42</sup> Coal bed methane production: success depends on location. Oil and Gas Engineer Live - [www.engineerlive.com/content/22359](http://www.engineerlive.com/content/22359)