

АСЕАН — ЖАЖДА ЭНЕРГИИ

Юго-Восточная Азия — а это и есть страны АСЕАН (Мьянма, Лаос, Вьетнам, Таиланд, Камбоджа, Сингапур, Индонезия, Филиппины, Малайзия, Бруней) — резко наращивает зависимость от импорта нефти. В МЭА считают, что это станет причиной предстоящих огромных расходов и сделает регион более уязвимым для возможных перебоев с ее поставками: к 2035 году, прогнозирует агентство, спад добычи на зрелых месторождениях и недостаточное число новых проектов приведут к падению добычи примерно на треть.

Тем не менее, ЮВА станет четвертым по величине импортером нефти после Китая, Индии и стран ЕС. В частности, зависимость от нефти почти удвоится и вырастет до 75%, а чистый импорт увеличится с 1,9 млн до свыше 5 млн барр/сут. Расходы региона на импорт нефти к 2035 году утроятся и достигнут почти \$240 млрд, при этом расходы Таиланда и Индонезии составят по \$70 млрд.

Не является ли такой прогноз ведущего энергетического агентства в мире поводом задуматься для российских инвесторов?

Основные объемы добычи газа и угля ЮВА будут направляться на внутренние рынки, их экспорт будет сокра-

топлива, который обеспечивается прежде всего Индонезией, Малайзией, Мьянмой и Брунеем, к 2035 году сократится с 62 млрд м³ до 14 млрд м³.

В документе МЭА представлено два варианта развития событий: сценарий новой политики (СНП), предполагающий продолжение текущего курса, и сценарий эффективной АСЕАН (СЭА), согласно которому ЮВА удастся адаптировать к региональной обстановке лучшие технологии энергоэффективности и получить от этого экономическую и экологическую выгоду.

Региональный спрос на энергию с 1990 года увеличился в два с половиной раза и в настоящее время примерно равен 3/4 энергетических потребностей Индии. Спрос на первичные энергоресурсы АСЕАН в 2011 году составлял примерно 550 млн тонн н.э., или 4,2% от мирового спроса.

Вероятно, что он еще увеличится: уровень использования энергоресурсов в регионе на душу населения сейчас является низким, около половины от среднемирового значения, а живут в нем почти 600 млн человек, из которых более 1/5 не имеют доступа к электричеству.

Крупнейшим потребителем энергии в регионе является Индонезия (36% от общего спроса ре-

гиона), потребляющая на 66% больше энергии, чем Таиланд — второй по величине потребитель, и в 50 раз больше, чем Бруней — страна с самым низким энергопотреблением (см. «Краткая характеристика энергетики стран АСЕАН»).

Проблемой для ЮВА, отмечают в МЭА, остаются инвестиции в добычу ископаемого топлива. В 2012 году их объем достиг \$51 млрд. Это обстоятельство сдерживает инвестиции в энергетическую инфраструктуру и препятствует улучшению энергоэффективности и развитию ВИЭ.

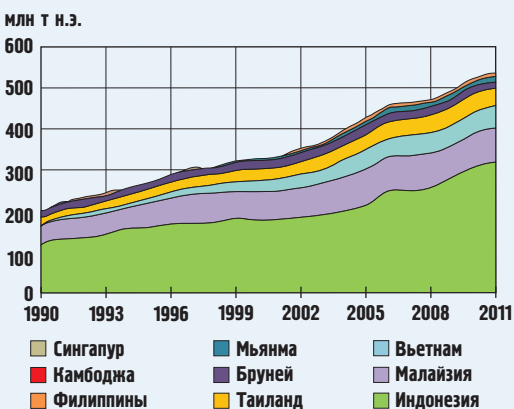
Хотя в последние несколько десятилетий в ЮВА происходит переход на уголь и газ, нефть все еще остается доминирующим видом топлива в регионе. Текущий спрос на нее составляет около 4,4 млн барр/день (37% от общего спроса), на природный газ — 141 млрд м³ (21%). Потребление угля росло двузначными темпами с 1990 года и сейчас составляет 16% от общего спроса на первичные энергоресурсы.

Доля ВИЭ в энергобалансе стран ЮВА почти в два раза выше средней доли по миру — 24%, что отражает сильную востребованность традиционной биомассы, используемой для приготовления пищи в сельской местности, где низкие доходы, а также

Региональный спрос на энергию с 1990 года увеличился в два с половиной раза; крупнейшим потребителем является Индонезия — 36% от регионального спроса

щаться. Несмотря на рост газодобычи, чистый экспорт голубого

Добыча ископаемых видов топлива* по странам ЮВА



*Включая нефть, газ и уголь, добыча которого в 2011 году составляла около 80% от общей добычи энергоресурсов ЮВА

Примечание: данные по Лаосу недоступны

сложность доступа, ограничивающего использование современных видов топлива.

Доказанные запасы нефти в ЮВА составляют, по оценке МЭА, около 13 млрд барр. При нынешнем уровне добычи их хватит на 14 лет. В 2012 году в регионе добывалось 2,5 млн барр/день, по сравнению с пиковым значением в 2,9 млн в 1996 году.

ЮВА является импортером нефти с середины 1990-х годов. Индонезия остается крупнейшей страной-производителем нефти (890 тыс. барр/день в 2012 году). Тем не менее, в 2004 году Индонезия превратилась в чистого импортера, что пять лет спустя привело к ее выходу из ОПЕК. В регионе в текущее время всего две страны — чистых экспортёра нефти: Бруней и Малайзия.

Хотя ЮВА и считается регионом со зрелой нефтедобычей, здесь все еще сохраняется потенциал для ее повышения за счет новых еще не разведанных, особенно глубоководных, участков, где могут содержаться значительные запасы УВ.

Доказанные запасы газа АСЕАН составляют около 7,5 трлн м³ (3,5% от общемировых). При текущем уровне добычи (202 млрд м³ в 2012 году) их хватит на 37 лет. Высокая концентрация CO₂ на некоторых крупных газовых месторождениях создает значительные проблемы для их разработки. Регион остается чистым экспортёром природного газа, впрочем, его объемы падают из-за роста внутренних потребностей и сокращения добычи на зрелых месторождениях.

Бруней стал первой страной ЮВА, начавшей экспорт СПГ (в 1972 году), и остается крупным экспортёром по сей день. Малайзия и Индонезия также стояли у истоков торговли СПГ, а сейчас эти страны входят в пятерку СПГ-экспортёров. Впрочем, недавно эти государства начали импортировать СПГ, и все по той же причине: растущие внутренние нужды.

Таиланд и Сингапур зависят от импорта СПГ, и к ним, похоже, скоро присоединятся Вьетнам, Филиппины и Мьянма. Все большее развитие регазификационных терминалов в регионе связа-

Краткая характеристика энергетики ЮВА — стран АСЕАН



Мьянма

Богатые ресурсы газа и потенциал гидроэнергетики; их развитие жизненно важно для сокращения бедности и поддержки экономического роста страны

Лаос

Стремится стать гидроэнергетической «батареями» Азии; экспорт электроэнергии растет

Вьетнам

Значительные ресурсы ВИЭ и ископаемого топлива, но быстрорастущий спрос на энергию объясняет также растущие потребности в импорте; страна развивает программу по атомной энергетике

Таиланд

Второй по величине потребитель энергии в АСЕАН, сильно зависит от энергоимпорта в связи с ограниченными ресурсами; страна ставит целью диверсификацию производства электроэнергии

Камбоджа

Низкий уровень электрификации, впрочем ситуация улучшается; потенциал обнаружения нефтегазовых запасов

Сингапур

Стратегически расположенное государство стало ключевым хабом торговли и переработки нефти в Азии (и третьим в мире); может также стать крупнейшим газовым хабом

Индонезия

Крупнейший потребитель энергии в АСЕАН с крупными возможностями роста; страна является первым в мире по величине экспортёром энергетического угля, также экспортирует СПГ и наращивает импорт нефти

Филиппины

Быстрорастущий спрос на электричество; сильно зависит от импорта энергоресурсов, хоть и является вторым по величине производителем геотермальной энергии в мире

Малайзия

Третий по величине потребитель энергии в АСЕАН с относительно высоким потреблением на душу населения; значительный экспортёр нефти и СПГ, однако добыча идет на спад

Бруней

Одна из самых богатых стран мира благодаря экспорту нефти и СПГ

но с ограниченной инфраструктурой газопроводов внутри АСЕАН и с тем, что страны хотят иметь гибкость в закупках газа. Трубопроводная торговля газом состоит из экспорта газа из Индонезии и Малайзии в Сингапур и из Мьянмы в Таиланд и Китай.

Сценарий новой политики (СНП)

Запасы ископаемого топлива в основном сосредоточены в четырех странах: Индонезии, Малайзии, Таиланде и Вьетнаме (см. «Добыча ископаемых видов топ-

лива по странам ЮВА»). На них в 2011 году пришлось более 90% от добытых в ЮВА 537 млн тонн н.э.

Доказанные запасы нефти в ЮВА составляют, по оценке МЭА, около 13 млрд барр, доказанные запасы газа — около 7,5 трлн м³

Добыча ископаемых видов топлива в ЮВА значительно выросла за последние два десятилетия, причем 3/4 роста пришлось на Индонезию. Добыча угля в регионе в 2000 году составила 65 млн тонн у.э., а в 2011 более чем в четыре раза превысила этот показатель.

Запасы ископаемого топлива в основном сосредоточены в четырех странах: в Индонезии, Малайзии, Таиланде и Вьетнаме

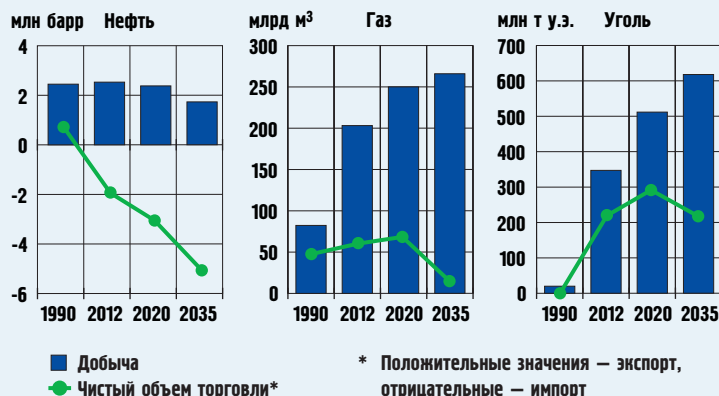
Это контрастировало с устойчивым сокращением нефтедобычи в Индонезии в связи с выработкой крупных месторождений. Добыча газа в Малайзии увеличилась с 17 млрд м³ в 1990 году до 56 млрд м³ в 2011 году — страна

Добыча ископаемых видов топлива в ЮВА значительно выросла за последние два десятилетия, причем 3/4 роста пришлось на Индонезию

пытается поспеть за так характерным для региона ростом спроса на газ внутри страны и подъемом международного спроса на СПГ.

Увеличение в 1990–2011 годах добычи ископаемых топлив во Вьетнаме в основном связано с

Добыча ископаемых видов топлива и объем торговли в АСЕАН



Примечание: Данные по добыче угля выражаются в единице измерения — млн тонн угляного эквивалента (т.у.э.). 1 млн т.у.э. = 0,7 млн тонн н.э. Иногда данные выражаются в млн метрических тонн (Мт), единице измерения массы

ростом добычи угля. В Таиланде же в последние десять лет были запущены несколько новых нефтегазовых проектов.

К 2035 году добыча нефти в ЮВА упадет на треть — до 1,7 млн барр/день, с 2,5 млн в 2012 году. Такой показатель станет результатом снижения добычи на зрелых месторождениях и незначительного числа новых проектов. Прогноз МЭА по газодобыче в ЮВА более перспективен, чем по добыче «черного золота», благодаря более богатой ресурсной базе и растущему на рынке АТР спросу.

Добыча голубого топлива в регионе за период с 2011 по 2035 годы вырастет с 203 до 260 млрд м³, и наибольший рост придется на Индонезию, Малайзию и Мьянму. Строительство терминалов по сжижению и регазификации СПГ будет содействовать развитию трудных ресурсов и стимулировать поставки СПГ на внутренний рынок.

Для адекватного развития топливной инфраструктуры региона в 2013–2035 годах, отмечается в докладе, требуется вложить \$705 млрд и направить почти 2/3 на разведку и добычу газа, инфраструктуру СПГ и новые трубопроводы.

Нефтедобыча в ЮВА упадет в связи с истощаемостью зрелых месторождений на треть: с 2,5 млн барр/день в 2012 году до 1,7 млн барр/день в 2035 году (см. «Добыча ископаемых видов топлива...»).

СНП: торговля нефтью

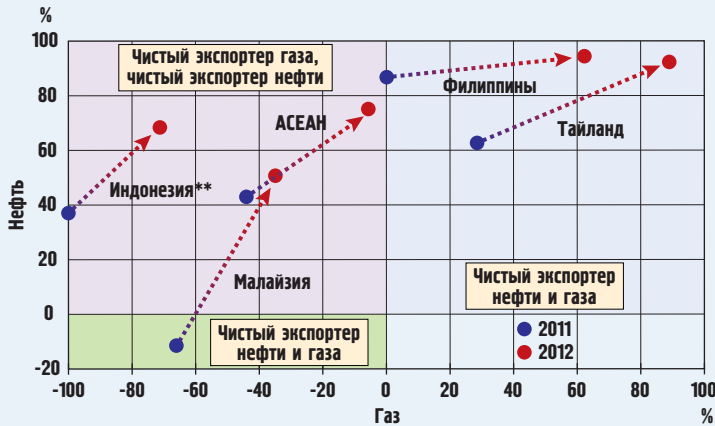
С середины 1990-х годов регион постепенно из нефтеэкспортера превращается в импортера. Потребности в импорте в ЮВА в 2035 году возрастут с 1,9 млн барр/день в 2012 году до свыше 5 млн (см. «Чистый объем торговли ископаемыми видами топ-

Чистый объем торговли ископаемыми видами топлива по стране

	Нефть, млн барр/день			Газ, млрд м ³			Уголь (млн т.у.э.)		
	2012 г.	2020 г.	2035 г.	2011 г.	2020 г.	2035 г.	2011 г.	2020 г.	2035 г.
Индонезия	-0,6	-1,0	-1,4	42	56	58	251	363	385
Малайзия	0,1	-0,1	-0,4	22	30	17	-22	-33	-54
Филиппины	-0,2	-0,3	-0,6	0	-1	-7	-12	-22	-40
Таиланд	-0,6	-0,9	-1,5	-11	-30	-57	-26	-40	-67
Остальные страны АСЕАН	-0,5	-0,8	-1,1	9	13	4	29	20	-6
Всего	-1,9	-3,1	-5,1	62	68	14	220	288	217

Примечание: положительные значения — экспорт, отрицательные — импорт

Зависимость от импорта* нефти и газа в отдельных странах ЮВА



* Зависимость от импорта рассчитывается как чистый импорт, деленный на первичный спрос на каждый из видов ископаемого топлива.

** Чистый экспорт газа Индонезии в 2011 году был немного выше первичного спроса на газ.

экспорт газа снизится более чем на 40%.

Причем в текущее время страна — одна из немногих членов

Для адекватного развития топливной инфраструктуры региона в 2013–2035 годах, по оценкам МЭА, требуется вложить \$705 млрд

АСЕАН, которым хватает внутренней добычи нефти для своих потребностей. Однако уже к 2020 году Малайзия превратится в чистого импортера, а к 2035 году ее зависимость от ввозимой нефти вырастет до 50%.

Потребности в импорте в ЮВА в 2035 году возрастут с 1,9 млн барр/день в 2012 году до свыше 5 млн барр/день

Таиланд и Филиппины располагают очень небольшими запасами нефти и газа. Соответственно, их импортозависимость будет только набирать силу. По всему региону зависимость от импорта нефти возрастет с сегодняшних 44% до 75% к 2035 году, чистый экспорт газа же сократится на 6% от внутреннего спроса.

лива по стране»). Такой показатель в 2035 году будет четвертым после Китая, Индии и ЕС. В 2011 году импорт газа ЮВА составил 62 млрд м³. Вследствие роста внутреннего спроса с 2020 года этот показатель начнет постепенно уменьшаться, а к 2035 году сократится до 14 млрд м³.

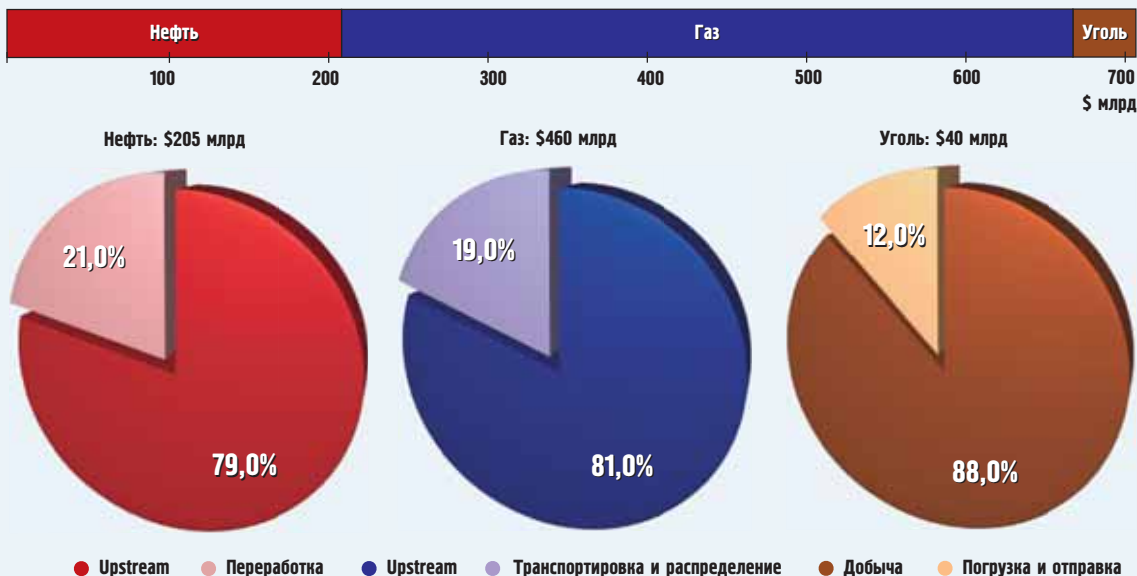
Зависимость ЮВА от импорта ископаемых видов топлива, особенно нефти и газа, возрастет

(см. «Зависимость от импорта нефти и газа...»).

В 2035 году импорт нефти в Индонезии возрастет до почти 70% от спроса на нее. Страна останется значительным экспортером газа, даже если одновременно будет и экспортировать, и импортировать СПГ. В Малайзии, которая также будет заниматься как импортом, так и экспортом СПГ в 2020–2035 годах,

Совокупные инвестиции в инфраструктуру топливоснабжения в АСЕАН, 2013–2035 гг.

Совокупные инвестиции: \$705 млрд



СЦЕНАРИЙ ЭФФЕКТИВНОЙ АСЕАН

Энергоемкость стран АСЕАН в среднем будет улучшаться на 2,5% в год, что повлечет за собой сокращение спроса на первичные энергоносители на 15% в 2035 году — объем превышающий текущий спрос в Таиланде. Для сравнения: в СНГ энергоемкость будет сокращаться в среднем на 1,9% в год.

При энергоэффективной политике спрос будет расти более умеренными темпами, чем при продолжении того же курса. В 2035 году спрос на уголь в СЭА будет на 25% ниже, чем в сценарии новой политики, а на нефть и газ на 10% и 11% меньше, соответственно.

Совокупные расходы на закупки нефти из-за рубежа в регионе

Общие расходы на импорт нефти в регионе в течение рассматриваемого периода вырастут с \$77 млрд до примерно \$240 млрд

в течение рассматриваемого периода вырастут с \$77 млрд до при-

мерно \$240 млрд. Больше остальных в 2035 году придется потратить Таиланду и Индонезии — порядка \$70 млрд каждой. Причем, последней будет легче, потому что расходы на импорт частично компенсируются экспортом газа, который к концу прогнозируемого периода превысит \$30 млрд. А вот Таиланду придется считаться еще и с импортом газа, и затраты на

импорт нефти и газа в стране увеличатся до \$100 млрд в 2035 году (в 2011 году было \$30 млрд).

СНП: ИНВЕСТИЦИИ

В течение 2011–2035 годов региону потребуется около \$705 млрд (см. «Совокупные инвестиции...»). В инфраструктуру по снабжению нефтью вложат порядка \$205 млрд, 4/5 на развитие сектора upstream, а остальное в новые НПЗ.

В газовую инфраструктуру потребуется значительно более высокий уровень инвестиций: \$460 млрд. Это связано с его большей ресурсной базой, которую становится все дороже разрабатывать. Кроме того, есть необходимость расширения транспортной и распределительной инфраструктуры.

Существующие и планируемые объекты импорта и экспорта СПГ в АСЕАН

	Проект	Мощность		Состояние	Запуск	
		млн т/г	млрд м³/г			
Сжижение газа	Бруней	Brunei LNG	7,2	9,8	функционирует	1972
	Индонезия	Bontang (Восточный Калимантан)	21,6	29,4	функционирует	1978
		Arun* (Aceh)	4,8	6,4	функционирует	1978
		Tangguh СПГ (Папуа), расширение	7,6	10,3	функционирует	2009
		Donggi-Senoro (Центральный Сулавеси)	2	2,7	строительство	2014
		Sengkang (Южный Сулавеси)	2	2,7	строительство	2014
		Abadi FLNG (Арафурское море)	2,5	3,4	планируется	n.a.
		Малайзия	MLNG I, II & III (Бинтулу) – расширение мощностей	24,2	32,9	функционирует
	Kanowit FLNG (Саравак)		1,2	1,6	строительство	2015
	Rotan FLNG (Сабах)		1,5	2	планируется	2016
Регазификация	Индонезия	West Java FSRU**	3,7	5,2	функционирует	2012
		Lampung FSRU	2	2,8	строительство	2014
		Arun* (Aceh)	1,5	2,1	строительство	2014
		Banten FSRU	3	4,1	планируется	2014
		Central Java FSRU	3	4,1	планируется	2016
	Малайзия	Lekas (Malacca)	3,8	5,2	функционирует	2013
		Lahad Datu (Sabah)	0,8	1,1	планируется	2016
		Pengerang (Johor)	3,8	5,2	планируется	2017
	Филиппины	Quezon	1	1,4	планируется	2014
		Batangas FSRU	3,8	5,3	планируется	2017
	Сингапур	Jurong Island, расширение мощностей	3,5	4,7	функционирует	2013
	Таиланд	Ma Ta Phut, расширение мощностей	5,3	7,1	строительство	2013
			5	6,9	функционирует	2011
		5	6,9	планируется	2014	
	Вьетнам	Thi Vai, Bin Thuan	1	1,4	планируется	2016
3			4,1	планируется	2018	

Sources: IEA (2013); IEA databases and analysis (по состоянию на середину 2013 года)

*Терминал Arun LNG в процессе изменения функции сжижения на регазификацию

** FSRU = плавучий комплекс по хранению и регазификации СПГ

В производственную цепочку СПГ региона будут вложены относительно небольшие средства. Планируется построить много газификационных терминалов, а также некоторое количество новых заводов СПГ и плавучих заводов по сжижению газа (см. «Существующие и планируемые объемы импорта и экспорта СПГ в АСЕАН»).

На Индонезию в течение прогнозируемого периода придется наибольшая доля (около 45%) инвестиций.

Странам ЮВА, особенно самым бедным, осилить инвестиции в инфраструктуру энергоснабжения без поддержки иностранных инвесторов представляется невозможным. Тенденции последних лет свидетельствуют о том, что регион становится все более привлекательным направлением для прямых иностранных инвестиций (FDI).

В 2011 году общий денежный поток в ЮВА (включая неэнергетический сектор), составил рекордные \$117 млрд — на 26%

выше уровня предыдущего года. Доля мировых FDI в регионе выросла с 3% в 2008 году до 8% в 2011 году (согласно UNCTAD, 2012).

Тем не менее, остается несколько барьеров для привлечения инвестиций в ЮВА. Наиболее заметный из них — недостаточно развитая транспортная и распределительная инфраструктура региона, включая объединенные энергосети между странами. К примеру, для угольной отрасли Индонезии потребуется строительство дополнительной железной дороги. Кроме того, расширение газотранспортных сетей будет способствовать разработке труднодоступных запасов газа.

Второй преградой для инвестиций являются субсидированные цены на энергоносители конечного использования. Цены на газ, к примеру, контролируются или устанавливаются на уровне, недостаточном для оправдания разработки капиталоемких проектов, которые могли бы снаб-

жать внутренний рынок. Как следствие, трудноизвлекаемые запасы газа остаются неразведанными. Они могут стать коммерчески оправданными при направлении на экспорт в виде СПГ по международным ценам.

Политика региона должна поощрять разработку нефтегазовых проектов в приграничных районах, а также малодобитных месторождений

В МЭА подчеркивают, что для стран ЮВА крайне важно, чтобы те с большей последовательностью пересматривали привлекательность инвестиционных программ. Учитывая спад нефте- и газодобычи и то, что новые проекты в основном не могут похвастаться масштабностью, политика региона должна быть адаптирована таким образом, чтобы поощрять разработку нефтегазовых проектов в приграничных районах, а также малодобитных месторождений. 