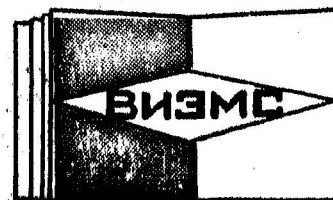


Цена 30 коп.

ИНДЕКС 06130



МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР

ГЕОЛОГИЯ

МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ и ГАЗА

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ОСТРОВНЫХ ДУГ
И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ

З.1419

Москва—1978

УДК 553.98:551.242.22

Клещев К.А., Шейн В.С. Нефтегазоносность островных дуг и прилегающих территорий. Обзор. Геол., методы поисков и разв. м-ний нефти и газа. М., ВИЭМС, 1978, 34 с., с ил. Список лит.: 20 назв.

В обзоре рассмотрены вопросы нефтегазоносности островных дуг юго-востока Азии, Новой Зеландии и Новой Каледонии, Дальнего Востока, Северной и Центральной Америки, Антильской островной дуги. Приведена сравнительная характеристика нефтегазоносных бассейнов островных дуг по составу и объему осадочного выполнения, тектонике, морфологии, стратиграфической приуроченности нефтегазоносности, типам залежей и нефтяных месторождений. Наиболее значительные по размерам скопления углеводородов на островных дугах приурочены в основном к крупным бассейнам, расположенным на стороне дуги, обращенной к континенту.

*Согласен по
работе, одному из
главных вопросов Кудряв
от авторов*

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ЭКОНОМИКИ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ И ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ (ВИЭМС)
Отраслевой центр научно-технической информации (ОЦНТИ)

ГЕОЛОГИЯ, МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА

О б з о р

Москва

1978

УДК 553.98:551.242.22

К.А.Клещев, В.С.Шейн
(ВНИГНИ, СредазНИИГаз)

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ОСТРОВНЫХ ДУГ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ

В в е д е н и е

Островные дуги — это сложные тектонические системы, находящиеся в мобильных зонах сочленения океанических и континентальных плит. Представлены они цепочкой (одинарной, двойной или тройной) островных гряд и подводных возвышенностей. Обычно с островными дугами сопряжены глубоководные желоба, которые располагаются с внешней стороны дуги. Структурно островные дуги соответствуют геосинклинальным системам часто с незавершенной складчатостью. Морские обрамления островных дуг, прилегающие к континенту, и часть побережья нередко отвечают краевым прогибам и краям платформ.

В связи с расширением морских геологоразведочных работ во многих странах мира повышается также интерес к геологии и нефтегазоносности островных дуг. Недра островных дуг не располагают столь богатыми скоплениями углеводородов, как например, платформы. Тем не менее им принадлежат 1,5% мировых извлекаемых запасов нефти (около 2,5 млрд. т) и 2,5% запасов газа (около 1,5 трлн. м³),

имеющих большое экономическое значение для тех государств, которым они принадлежат. Всего же в пределах рассматриваемых структур выявлено около 2 тыс. месторождений нефти и газа. По своим запасам эти месторождения обычно небольшие^{х)}. Наиболее крупные из них расположены, как правило, в переходных зонах, между островами и континентом. Добыча нефти и газа из месторождений островных дуг и сопредельных территорий составляет около 0,1 млрд. т нефти и 20 млрд. м³ газа в год [7, 20]. Это составляет примерно 3,3% мировой добычи нефти и 1,3% добычи газа.

Изучение геологического строения и нефтегазоносности островных дуг важно также и с теоретических позиций в связи с решением вопросов нефтегазообразования в свете идей новой глобальной тектоники. В этом плане представляют интерес факты обнаружения нефти и газа на территории островной дуги архипелага Тонга и в глубоководной котловине Японского моря, где отмечается океанический тип земной коры. Эти открытия свидетельствуют о том, что процессы нефтегазообразования происходят не только в пределах платформ и складчатых областей, но, вероятно, и на территории эвгеосинклиналий, находящихся на ранних стадиях тектонического развития. Знание процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления островных дуг поможет приблизиться также к пониманию условий нефтегазоносности фундаментов платформ на континентах, в разрезах которых в последние годы обнаружены промышленные скопления углеводородов.

Цель настоящей работы — обобщение сведений по геологии и нефтегазоносности островных дуг, Антильской островной дуги и самого большого ее о-ва Куба. Материалы по Кубе, полученные авторами (совместно с кубинскими и советскими коллегами В.И. Кузнецовым, О.В. Снегиревой, В.Н. Ларкиным, Е.В. Захаровым, В.В. Пайразяном, С.Ю. Банковским, М. Марреро, В.Н. Смирновым, Р. Сокорро, Х. Ипаррагире, Х. Лопесом и др.) в результате обобщения новых данных геолого-геофизических исследований и бурения, опубликованы в материалах Первой научно-технической геологической конференции в г. Гаване

^{х)} Градация месторождений по запасам нефти (млн. т) и газа (млрд. м³) (по В.И. Высоцкому, 1975): небольшие < 5, средние 5–50, крупные 50–100, крупнейшие 100–500, гигантские > 500.

(декабрь 1974 г.) [17] и частично в советских и кубинских периодических изданиях. Сведения о нефтегазоносности других стран также приводятся по литературным источникам.

Геология и нефтегазоносность островных дуг

Сведения о нефтегазоносности островных дуг и прилегающих акваторий приводятся в ряде публикаций (А.А. Бакиров, 1959; А.В. Кучапин, 1964; С.П. Максимов и др., 1976; Н.Ю. Успенская и Н.Н. Таусон, 1972; Вуд Б. и др., 1963; М.К. Калинин, 1969; Б.А. Соколов и др., 1973), однако специальных обобщающих работ по островным дугам немного, к ним относятся прежде всего статьи Ю.М. Пушаровского (1965, 1975), а также работы В.И. Высоцкого и др. (1968, 1976).

Нефтяные и газовые месторождения обнаружены на территории Японского и Бирманско-Яванского, или Индонезийского, архипелагов (Дальний Восток, Юго-Восточная Азия), на островных дугах Новой Зеландии и Новой Каледонии (восточнее Австралийского континента), на Алеутско-Алясканской (Северная Америка) и Антильской (Центральная Америка) островных дугах (рис. 1).

Островные дуги Юго-Восточной Азии

Островные дуги Юго-Восточной Азии включают многочисленные острова Малайского архипелага, наиболее крупными из которых являются Суматра, Ява, Калимантан, Серам, Новая Гвинея. Здесь расположен ряд государств — Индонезия, Папуа Новая Гвинея, Бруней, Малайзия, Бирма, Таиланд.

Основные запасы нефти и газа приурочены к Бирманско-Яванской дуге, на территории которой выделяется несколько нефтегазоносных районов (бассейнов): три из них расположены на о-ве Суматра, два на о-ве Ява и два — на о-ве Калимантан. Отдельные месторождения известны на о-вах Буньо, Таракан, Серам и др. [9]. Нефтеносные территории о-вов Суматра, Ява и Калимантан структурно относятся к краевым частям межгорных и предгорных впадин. Наиболее крупный нефтегазоносный бассейн расположен в северо-восточной части о-ва Суматра. Здесь месторождения приурочены к синклинальной зоне протяженностью 1300 км и шириной до 110 км, выполненной кайнозойскими образованиями и состоящей из трех прогибов: Северного, Центрального

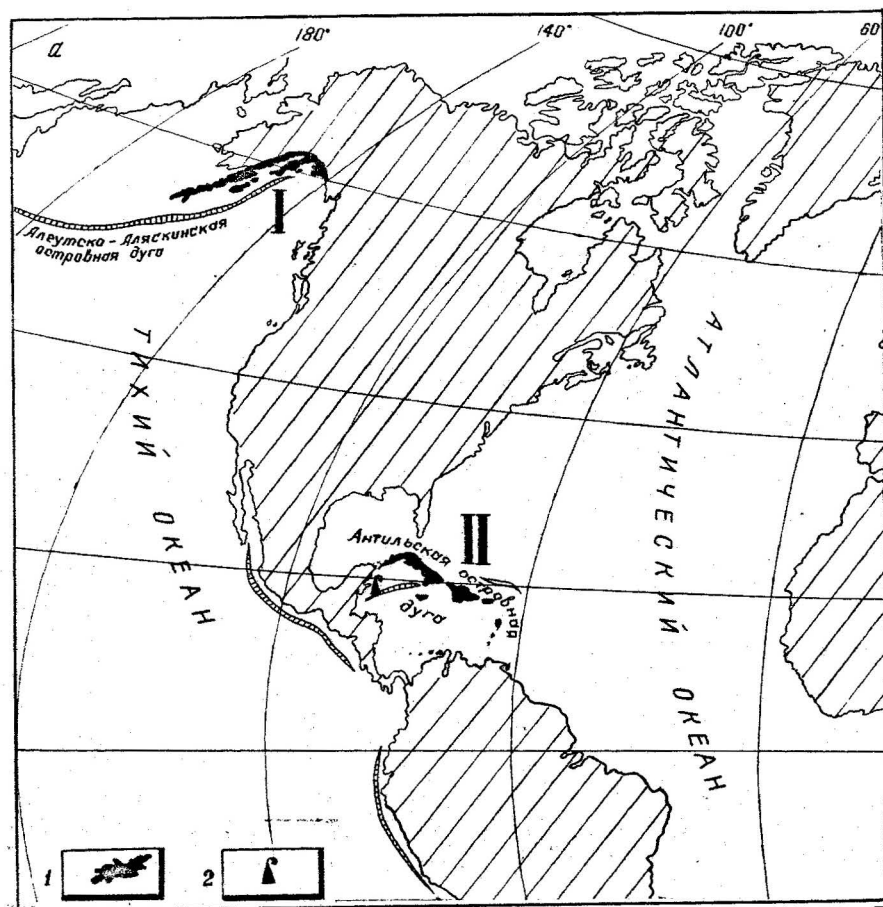
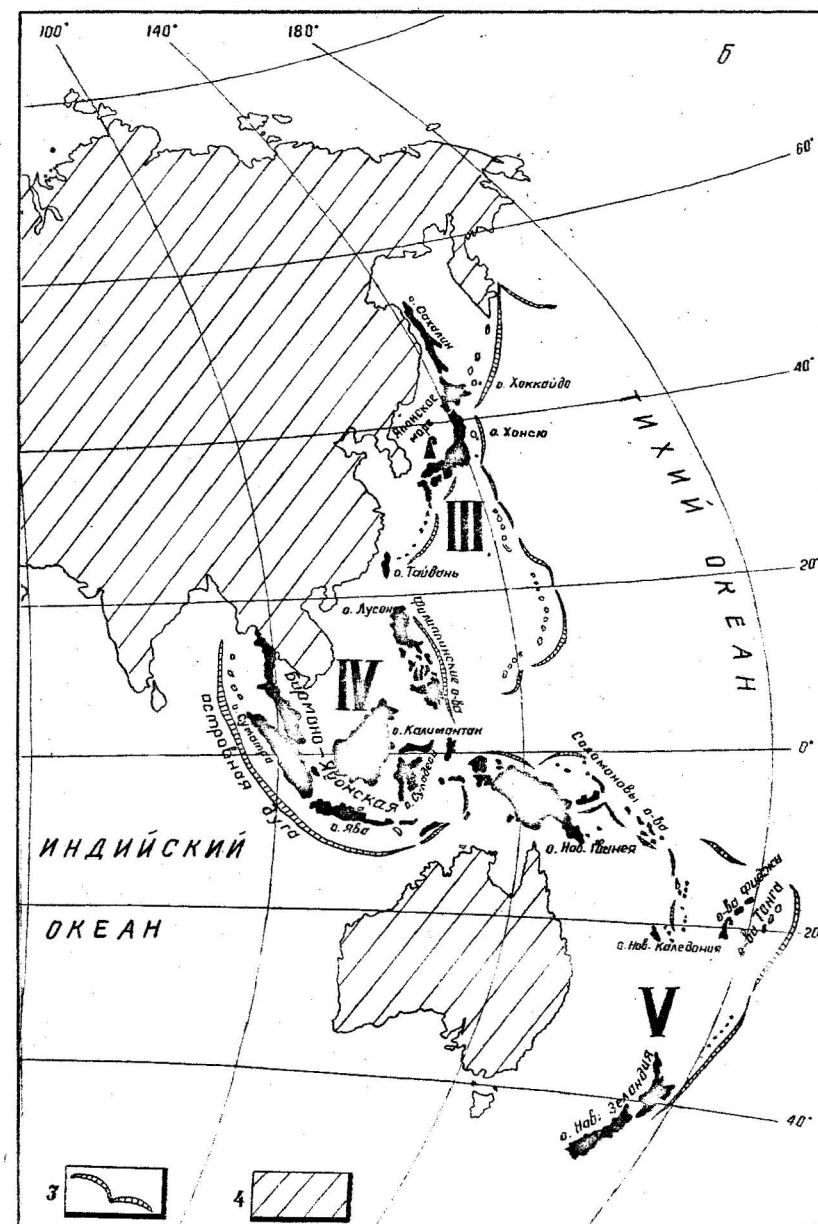


Рис. I. Обзорная карта нефтегазоносности островных дуг мира:
а - Западное полушарие; б - Восточное полушарие

I - островные дуги и острова с установленной нефтегазоносностью: I - Северной Америки, II - Центральной Америки, III - Дальнего Востока, IV - Юго-Восточной Азии, V - Новой Зеландии и Новой Каледонии; 2 - нефтегазопоявления; 3 - глубоководные желоба; 4 - континенты



и Южного. Кайнозойские отложения представлены в нижней части континентальными образованиями, в средней – морскими, а в верхней – углями и туфами. Мощность их в наиболее глубоком Северном прогибе составляет 7500 м, в Центральном – 2400 м, в Южном – 4500 м. В пределах синклинальной зоны отмечаются складки с довольно крутыми углами падения пород на крыльях. Разломы преобладают вблизи обрамляющих прогибы антиклинорных гряд. При удалении от гряд строение антиклиналей упрощается. Основные запасы нефти и газа сконцентрированы в песках и песчаниках верхнего миоцена и плиоцена.

Площадь Центрального прогиба составляет 74,4 тыс.км², объем осадочного выполнения – 297,4 тыс.км³. Наиболее крупным месторождением здесь является месторождение Минас (начальные доказанные запасы 74,0 млн.т нефти), расположенное в центральной части прогиба и связанное с брахиантиклинальной складкой. Глубина залегания нефтегазоносных пластов от 732 до 800 м. Плотность нефти 0,847 г/см³. В целом же в пределах Центрального нефтегазоносного района выявлено 47 нефтяных месторождений и одно газовое.

Наибольшее количество месторождений (82) выявлено на о-ве Суматра в пределах Южного прогиба (площадь 90,0 тыс.км², объем осадочного выполнения 350 тыс.км³). Большинство из них (76) – нефтяные, остальные – газовые. По запасам это небольшие и реже средние месторождения.

Площадь Северного прогиба составляет 75 тыс.км², объем осадочного выполнения – 412,5 тыс.км³. В его пределах обнаружено 28 нефтяных и 7 газовых месторождений, большинство из них мелкие, реже средние. Месторождения как Северного, так и Южного прогибов связаны с линейными асимметричными антиклиналями площадью в несколько десятков квадратных километров, часто нарушенными разрывами.

На о-ве Ява месторождения нефти приурочены к Северо-Яванскому прогибу, который по строению и структурному положению во многом сходен с описанной выше синклинальной зоной Суматры. Прогиб выполнен отложениями кайнозоя. Доверхнемиоценовые образования представлены глинами, мергелями мощностью до 3000 м, а вышележащие неогеновые – песчаниками, песками, мощность которых превышает 2000 м. Прогиб узкий, длинный. Складки в его пределах довольно пологие. Всего здесь выявлено 76 месторождений (73 нефтяных и 3 газовых), из них одно крупное (Джатибаранг) с запасами 90 млн.т нефти, несколько средних (Синга, Китту, Зелда и др.) и остальные небольшие. Многие месторождения находятся в пределах шельфа Яванского моря.

На о-ве Калимантан месторождения приурочены к Сараванскому краевому прогибу, расположенному на территории Малайзии и Брунея, к Восточно-Калимантанскому прогибу, находящемуся на территории Индонезии, и ряду других бассейнов меньшего размера.

Наибольшие потенциальные ресурсы нефти и газа связаны с Сараванским краевым прогибом, протягивающимся в северной части о-ва Калимантан. Площадь прогиба 370 тыс.км², объем осадочного выполнения 2220 тыс.км³. Прогиб выполнен позднекайнозойскими образованиями большой мощности (около 15 км). Породы олигоцена и низов миоцена, мощность которых достигает 4500 м, представлены преимущественно глинистыми отложениями. Разрез верхнего миоцена в основном песчаный, а среди плиоценовых пород преобладают глины. Мощность пород верхнего миоцена-плиоцена достигает 6000 м. Всего в пределах Сараванского прогиба выявлено 14 нефтяных и 4 газовых месторождения. Самое большое месторождение нефти – Серия приурочено к длинной узкой асимметричной антиклинали, осложненной многочисленными сбросами. Продуктивными являются песчаники плиоцена. Месторождение многопластовое. Продуктивные горизонты залегают на глубинах от 250 до 2700 м. Плотность нефти 0,84–0,94 г/см³. Начальные доказанные запасы нефти составляли 234,0 млн.т. Указанное месторождение является одним из крупнейших на юго-востоке азиатского континента.

Восточно-Калимантанский прогиб имеет площадь 437,5 тыс.км² и объем осадочного выполнения 2187 тыс.км³. Мощность кайнозойских пород в его пределах более 10 км. На территории прогиба обнаружено 44 месторождения (32 нефтяных, 12 газовых), однако по запасам они небольшие либо средние. Так, например, месторождение Аттака содержит 40 млн.т нефти. Продуктивными являются песчаники миоцена. Залежи связаны с антиклинальными асимметричными складками, одно из крыльев которых нередко подвернуто и нарушено сбросами (например месторождение Санга-Санга). Более простое строение и сравнительно пологое залегание пород на крыльях (10–15°) имеют месторождения центральной, наиболее погруженной части прогиба.

Помимо описанных выше, в пределах Индонезии расположены также следующие нефтегазоносные бассейны: Никобарский (площадь 135 тыс.км², объем осадочного выполнения 405 тыс.км³), Серамский (17,5 тыс.км² и 52,5 тыс.км³), Северо-Ниацкий (52,5 тыс.км² и 183 тыс.км³), Южно-Ниацкий (65 тыс.км² и 227,5 тыс.км³), а также ряд возможных нефтегазоносных бассейнов и районов – Лариангский, Тшанский, Бутунгский, Макасарский и др. Большинство из названных нефтегазонос-

ных и возможных нефтегазоносных районов связано с синклиниями с еще незавершенной складчатостью. Макасарский возможный нефтегазоносный район приурочен к геосинклинальной котловине.

На территории Малайзии, помимо Сараванского нефтеносного района, находится Сиамский нефтегазоносный бассейн (площадь 488,7 тыс. км², объем осадочного выполнения 1,955 млн. км³), относящийся к межгорной впадине в области мезозойской складчатости. В его пределах обнаружено 15 месторождений, из них 11 нефтяных и 4 газовых.

На территории о-ва Новая Гвинея находится часть Ирианского нефтегазоносного района и район Волчелкон. Общая площадь первого - 225 тыс. км², объем осадочного выполнения 675 тыс. км³. Он принадлежит молодому синклинорию с незавершенной складчатостью. Площадь второго - 95,6 тыс. км², объем осадочного выполнения 382 тыс. км³. На территории бассейна Волчелкон выявлено 14 месторождений (13 нефтяных, одно газовое), а в пределах Ирианского - одно газовое.

Месторождения нефти и газа Бирмы сосредоточены в пределах Иравадийского нефтегазоносного района, расположенного в межгорной впадине одноименного названия, где выделяются прогибы Чиндвин, Южный, Ситтане и Минбу. Основные месторождения выявлены в прогибе Минбу, выполненном кайнозойскими образованиями мощностью более 15 км. Площадь района 220 тыс. км², объем осадков более 2,0 млн. км³. Месторождения связаны со сложными резко асимметричными антиклинальными складками, осложненными разломами (сбросами, надвигами, взбросами). Продуктивны породы миоцена и олигоцена. По запасам преобладают преимущественно небольшие месторождения, но встречаются и средние. Всего обнаружено 18 месторождений (16 нефтяных, 2 газовых).

Подводя итог описанию нефтегазоносности одной из наиболее хорошо изученных островных дуг (Бирманно-Яванской), можно отметить следующее:

- нефтегазоносные районы здесь приурочены в основном к межгорным впадинам (синклинориям), реже краевым прогибам и еще реже к современным геосинклинальным котловинам;
- большинство указанных впадин выполнено осадочными, преимущественно терригенными, реже осадочно-вулканогенными толщами большой мощности от 3-5 до 15-17 км;
- месторождения нефти и газа связаны в основном с узкими линейными антиклиналями, осложненными разломами, реже с пологими брахиантиклиналями;

- преобладают нефтяные месторождения, их более 80%;
- самым крупным бассейном по площади является Сиамский (488,7 тыс. км²), а по осадочному выполнению - Сараванский (2,22 млн. км³);

- наибольшее число месторождений обнаружено в пределах Южно-Суматринского района - 86, а наибольшими запасами обладает Сараванский район (первый приурочен к синклинорию, второй - к краевому прогибу); в пределах Сараванского бассейна находится самое крупное по запасам месторождение нефти Серия;

- крупные месторождения, как правило, связаны с островами и их подводными продолжениями, обращенными к континенту.

Островные дуги Дальнего Востока

Островные дуги Дальнего Востока включают о-ва Японии, СССР и Филиппин. Здесь выявлено несколько нефтегазоносных районов: Акита, Канто, Ниигата, Сендай, Цусима, Симето, Рюкю, Бива, Осака, Сахалинский и др. Основная характеристика указанных нефтегазоносных районов приведена по материалам И.В.Высоцкого (табл. I) [9].

Выявленные месторождения нефти и газа невелики по размерам и запасам и в значительной степени уступают месторождениям островных дуг Юго-Восточной Азии.

Месторождения связаны в основном с антиклиналями сложного строения, часто разбитыми поперечными сбросами и сбросо-сдвигами. Пологие симметричные антиклинали развиты только на о-ве Хоккайдо. Типичным примером является месторождение Ябасе на о-ве Хонсю, приуроченное к узкой сложнопостроенной асимметричной антиклинали длиной 10 км, шириной 2 км, с углами падения западного крыла 50-60°, восточного 25-30°. С глубиной углы падения пород на крыльях увеличиваются. Антиклиналь осложнена надвигом, разделяющим месторождение на самостоятельные участки Койя и Ябасе. Помимо этого складка расчленена поперечными сбросами.

Некоторые месторождения приурочены к моноклиналям (Ниигата, Этиго и др.) и даже к пологим синклиналям. Последние обычно содержат водорастворенный газ. Подобные месторождения распространены в пределах нефтегазоносных районов Канто, Сендай и др.

Характеристика основных нефтегазоносных районов островных дуг Дальнего Востока

Район	Географическое и административное положение	Размеры		Структурная принадлежность района	Мощность карбонатного осадочного выполаживания, км	Возраст продуктивных горизонтов	Количество месторождений	
		Площадь, тыс. км ²	Объем осадков, тыс. км ³				нефтяных	газовых
Анига	Север о-ва Хоккайдо	18,0	80,0	Межгорная впадина	6,0	N, Q	51	15
Сендай	"	25,0	60,0	"	5,0	P, N, Q	57	3
Ниигата	"	22,0	70,0	"	6,0	N, Q	21	21
Канто	Юго-восток о-ва Хоккайдо	28,0	50,0	Наложенная впадина	3,5	N ₂ , O	-	23
Цусима	Юго-запад Японии	100,0	250,0	Межгорная впадина	6,5	"	-	2
Симанто	Юг Японии	10,0	100,0	Фронтальный прогиб	20,0	N, Q	1	6
Рюкю	О-в Рюкю	250,0	1500,0	"	5,5	N	-	5
Осака	Юго-запад о-ва Хоккайдо	1,4	1,5	Наложенная впадина	1,5	Q	-	3
Бива	Северо-восток о-ва Хоккайдо	1,4	1,5	"	1,5	"	-	3
Курильский	Северо-восток о-ва Хоккайдо	18,0	80,0	Межгорный прогиб	6,0	P, N	-	3
Кагайя	О-в Лусон (Филиппины)	28,0	40,0	"	5,0	N ₂	-	2
Исикарэ	Япония, СССР	60,0	21,0	"	12,2	P, N, Q	24	12
Сахалинский	О-в Сахалин (СССР)	80,0	440,0	"	5,0-6,0	N	40	-
Центрально-Филиппинский	О-ва Лусон, Самар, Лейте и др. (Филиппины)	150,0	300,0	"	9,2	"	5	2

Островные дуги Новой Зеландии, Новой Каледонии и островов Тонга

К востоку от Австралии нефтяные и газовые месторождения выявлены в пределах островной дуги Новой Зеландии. Нефте- и газопрооявления известны также в недрах островных дуг Новой Каледонии и о-вов Тонга [9].

В пределах Новой Зеландии обнаружено 9 месторождений (4 нефтяных и 5 газовых). Доказанные извлекаемые запасы нефти составляют на I.I.1975 г. 27,9 млн.т, газа - 14,9 млрд.м³. Добыча нефти в 1974 г. составила 0,16 млн.т, газа - 0,43 млрд.м³. Открытые месторождения сосредоточены в пределах двух нефтегазоносных районов - Таранак и Мурчисон.

Наиболее крупным из них как по выявленным промышленным запасам, так и по размерам является район Таранак. Его площадь равна 160 тыс.км², объем осадочных пород 480 тыс.км³. Выполнен он мезозойскими и кайнозойскими породами мощностью до 6 км. Нефтегазоносные пласты связаны с отложениями палеогена и неогена. Структурно указанный нефтегазоносный район приурочен к окраинному прогибу кайнозойской складчатой зоны, примыкающему к герцинскому складчатому поясу Восточной Австралии. Здесь известно одно крупнейшее месторождение газа Маун (запасы более 100 млрд.м³), одно среднее - Капуни и несколько небольших скоплений углеводородов. Месторождения приурочены к антиклиналям, размеры которых измеряются километрами или первыми десятками километров в длину и 2-7 км в ширину. Некоторые залежи выявлены в куполах, связанных с лакколитами, например месторождение Мотуроа. Антиклинали нередко осложнены разрывными нарушениями.

Другой нефтегазоносный район Мурчисон имеет более скромные размеры: площадь 0,5 тыс.км², объем осадков - 2 тыс.км³. Связан он с синклинорием, выполненным кайнозойскими породами мощностью до 4 км. Выявленное в его пределах месторождение Блекуотер приурочено к антиклинальной складке с большими углами падения на крыльях, нарушенной в своде несколькими разрывными нарушениями. Обнаруженная пластовая сводовая залежь связана с породами миоцена.

На о-ве Новая Каледония известны только нефтегазопроявления, сосредоточенные на западе острова, в синклинорной структуре.

Алеутско-Аляскинская островная дуга

На территории Алеутско-Аляскинской островной дуги расположены два нефтегазоносных района: Якататский и залива Кука, тяготеющие к матерiku [9].

Нефтегазоносный район залива Кука связан с наложенной впадиной, вернее грабен-синклиналию, выполненной мощными толщами палеозоя (9,0 км), мезозоя (5,6 км) и кайнозоя (7,7 км). Основные нефтяные пласты приурочены к эоценовым угленосным толщам и породам неогена. Здесь обнаружено 21 месторождение (6 нефтяных и 15 газовых). Площадь района 37,5 тыс.км², объем осадочного выполнения 143,7 тыс.км³. По запасам обнаруженные скопления углеводородов средние, небольшие и крупные. Залежи нефти и газа связаны с антиклиналями небольших размеров (до 10 км в длину и несколько километров в ширину), часто осложненными разрывами. Залежи пластовые сводовые.

Якататский нефтегазоносный район также приурочен к грабен-синклинирию неогеновой геосинклинали, северным его обрамлением является Аляскинское краевое поднятие. Грабен-синклинирий узкий, длинный (длина - около 600 км, ширина 100 км), площадь около 60 тыс.км², объем осадков 160 тыс.км³. Выполнен он кайнозойскими образованиями мощностью до 11 км, представленными угленосными и терригенными образованиями. Залежи нефти обнаружены в неогеновых и палеогеновых породах и связаны с антиклиналями.

Антильская островная дуга

Как уже упоминалось ранее, в последние годы получены новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности Антильской островной дуги [2, 4, 5, 8-19]. Обобщение и анализ этих данных имеет большое значение для понимания особенностей геологического развития и нефтегазоносности островных дуг вообще, в связи с чем в настоящем обзоре Антильская островная дуга рассматривается подробнее.

Антильская островная дуга подразделяется на три основные сегмента: Северный, Восточный и Южный, значительно отличающиеся друг от друга по геологическому строению. Северный сегмент охватывает Большие Антилы вместе с Виргинскими о-вами, Восточный -

Наветренные, а Южный - Подветренные о-ва. Южный и Северный сегменты имеют северо-западное и субширотное простирание, а Восточный - субмеридиональное.

Различия в геологическом строении этих районов объясняются прежде всего тем, что диастрофизм в их пределах проявлялся в разное время. Следовательно, тектоно-магматические процессы и формирование наложенных впадин и прогибов происходили неодновременно. Наиболее раннее оформление складчатых структур и последующее формирование наложенных впадин произошло на Больших Антильских о-вах, более позднее - на Малых Антилах.

Большие Антилы (или Северный сегмент) включают о-ва Куба, Пуэрто-Рико, Гаити и Ямайка. Основные фазы складчатости - раннепалеозойская (предмаастрихтское время) и позднеларамийская (предэоценовое время) - сопровождалась значительными магматическими проявлениями и метаморфизмом пород эвгеосинклинального комплекса (апт-туронские породы) и нижележащих терригенно-карбонатных пород юри-неокома. В результате было сформировано складчатое основание, которое перекрывается маастрихт-неогеновым осадочным и осадочно-вулканогенным чехлом. Породы складчатого основания залегают на фундаменте, природа которого еще до конца не ясна. Новые данные по геологии о-ва Куба показывают, что слагающие его породы представлены метаморфитами и интрузивными образованиями и характеризуются большой плотностью (2,8-2,9) и высокими скоростями распространения продольных волн (5,6-5,9 м/с). Абсолютный возраст метаморфических пород и гранитоидов по образцам, отобранным на о-вах Куба, Пуэрто-Рико и Ямайка определен в пределах от 37 до 92 млн.лет [8], что свидетельствует о проявлении активных тектоно-магматических процессов, начиная с позднего мела, особенно в сенонское и среднелавогеновое время.

Большие Антилы с юга граничат с современными геосинклинальными котловинами Карибского моря, а с севера к ним примыкает внешняя зона миеосинклинали и склон Багамской платформы. В пределах миеосинклинали осадочный чехол преимущественно карбонатный во внешней ее зоне и кремнисто-карбонатный - во внутренней и залегают на породах доюрского кристаллического фундамента, который погружается с Багамской платформы. Глубина залегания поверхности фундамента увеличивается с севера на юг от 3-4 км (на платформе) до 12 км (во внутренней зоне миеосинклинали).

Наиболее изученным островом Больших Антил является Куба. Как упоминалось ранее, остров принадлежит молодой (парамийской) складчатой системе, возникшей на месте меловой геосинклинали, которая состоит из миогеосинклинали (на севере) и эвгеосинклинали (на юге) зон, разделенных глубинным разломом - Главным Кубинским швом, выполненным гипербазитами. Для районов сочленения эвгеосинклинали и миогеосинклинали характерно наличие крупных шарьяжей, образующих зону тектонического перекрытия, где эвгеосинклинали апт-туронский комплекс (вулканогенные породы, серпентиниты) перемещен на внутреннюю зону миогеосинклинали и частично на Северо-Кубинский краевой прогиб. Последний формируется на миогеосинклинали начиная с позднего сенона. Амплитуда шарьяжей достигает 70-90 км.

В пределах эвгеосинклинали выделяются продольные структуры (геосинклинали прогибы и поднятия), усложненные в орогенный этап поперечными разломами (сдвигами и сбросами), расчленившими остров и прилегающие территории на ряд блоков. Здесь выделяются области раннеларамийской и позднеларамийской складчатости и внутренний массив Батабано. Указанная зональность в какой-то мере наследуется и структурами осадочного чехла, сложенного верхнесенонскими неогеновыми породами. В структуре осадочного чехла выделены региональные зоны прогибания: Западно-Кубинская, Центрально-Кубинская, Восточно-Кубинская и Северо-Кубинский краевой прогиб. Каждой из названных структур соответствует нефтегазоносный или возможный нефтегазоносный бассейн одноименного названия.

В пределах о-ва Кубы и его морского обрамления выделяются два нефтегазоносных - Северо-Кубинский и Центрально-Кубинский и два потенциально нефтегазоносных бассейна - Западно-Кубинский и Восточно-Кубинский (рис.2). Первый из них тектонически приурочен к зоне перикратонных погружений Багамской платформы, миогеосинклинали и наложенному на них Северо-Кубинскому краевому прогибу, а три последних (внутригеосинклинали) - к эвгеосинклинали областям прогибания. Осадочное выполнение Северо-Кубинского нефтегазоносного бассейна состоит из юрско-туронских пород миогеосинклинали и наложенного верхнесенонско-неогенового орогенного чехла краевого прогиба, в то время как в пределах внутренних бассейнов присутствует лишь верхнесенонско-неогеновое осадочное выполнение, а юрско-туронские и нижнесенонские породы здесь являются складчатым основанием. Кроме того, Северо-Кубинский

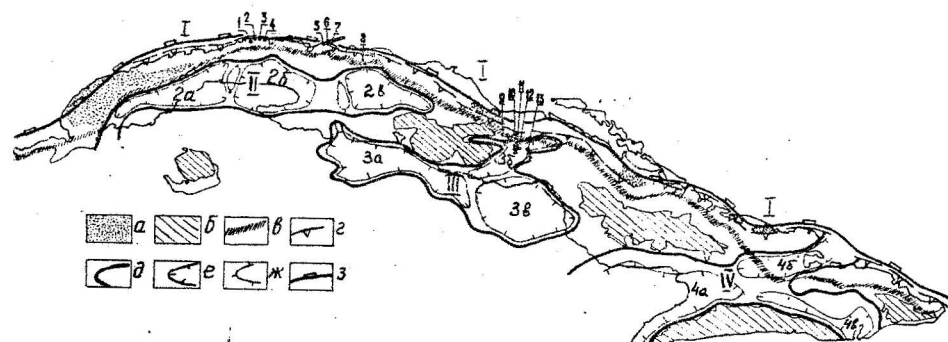


Рис.2. Схема нефтегеологического районирования Кубы
Нефтегазовые бассейны: I - Северо-Кубинский; II - Западно-Кубинский; III - Центрально-Кубинский; IV - Восточно-Кубинский. Наложенные впадины: 2 а - Лос-Паласос; 2 б - Вегас; 2 в - Мерседес; 3 а - Кочинос-Наварра; 3 б - Центральная депрессия; 3 в - Ана-Мария; 4 а - Кауто, 4 б - Нипе; 4 в - Сан-Луис. Нефтегазовые месторождения: 1 - Бакурнао и Крус-Верде; 2 - Гуанабо; 3 - Биа-Бланка; 4 - Бока-Харуко; 5 - Камариока; 6 - Варадеро; 7 - Чапелин; 8 - Мотембо; 9 - Харауко; 10 - Хатибонико; 11 - Каталина; 12 - Реформа; 13 - Кристалес. Выходы на поверхность: а - юрско-меловых терригенно-карбонатных пород миогеосинклинали, б - метаморфических, вулканогенных и вулканогенно-осадочных образований эвгеосинклинали, в - Главный Кубинский шов, г - эвгеосинклинали, д - границы нефтегазоносных бассейнов, е - границы наложенных впадин, ж - поднятия, з - граница Северо-Кубинского краевого прогиба

нефтегазоносный бассейн отличается от внутренних объемом осадочного выполнения, глубиной залегания осадочного чехла, составом и степенью дислоцированности осадочных пород, типом локальных структур. По подошве верхнего комплекса, т.е. по подошве верхнесенонских пород, внутренние бассейны отделены от внешнего межбассейновым орогенным поднятием, сформированным на месте зоны тектонического перекрытия.

Из 14 известных месторождений нефти 10 принадлежат Северо-Кубинскому нефтегазоносному бассейну и 4 - Центрально-Кубинскому.

Северо-Кубинский нефтегазоносный бассейн протягивается вдоль северного побережья Кубы более чем на 1000 км. Ширина его составляет 100-150 км, площадь 110 тыс.км², объем осадочного выполнения около 700 тыс.км³. Из них около 200 тыс.км³ приходится на орогенные (верхний сенон-неоген) образования краевого прогиба, а более

500 тыс. км³ - принадлежат юрско-туронским складчатым породам миогеосинклинали. Большая часть площади бассейна находится в море и лишь узкая полоса (10-60 км) захватывает побережье острова. Бассейн характеризуется глубоким (от 5 до 12 км) залеганием доюрского кристаллического фундамента и мощным преимущественно карбонатным осадочным выполнением. Нижняя часть разреза (5-9 км) представлена карбонатными и кремнисто-терригенно-карбонатными отложениями юрско-турона, а верхняя (до 3,0 км) - карбонатно-обломочными образованиями верхнего сенона-неогена краевого прогиба. Для разреза внешней зоны миогеосинклинали и южного склона Багамской платформы характерно широкое развитие рифогенных известняков и доломитов, а для отдельных районов (например Тина) - наличие эвапоритовых толщ.

Краевой прогиб в пределах бассейна асимметричен и состоит из пригеосинклинального, приплатформенного бортов и осевой зоны. Пригеосинклинальный складчатый борт прогиба, сложенный верхне-сенонско-палеоценовыми породами, перекрыт по надидам более древними апт-туронскими образованиями миогеосинклинали. Южнее, ближе к обрамлению бассейна, широко развиты покровные структуры так называемой зоны тектонического перекрытия, где эвгеосинклинальные вулканогенные образования и серпентиниты надвинуты либо на кремнисто-карбонатные отложения внутренней зоны миогеосинклинали, либо на породы складчатого борта краевого прогиба.

Нефтяные месторождения выявлены в пределах складчатого борта краевого прогиба и зоны тектонического перекрытия. Промышленная нефтегазоносность установлена в трех толщах:

нижняя толща - карбонатные породы юрско-неокома и залегающие на них с разрывом отложения маастрихта-палеоцена мощностью до 600 м - рассматривается как автохтонная, в ней обычно выделяют снизу вверх нефтегазоносный горизонт "Варадеро" (верхняя юрско-неоком) и горизонт "Е" (маастрихт);

средняя толща (аллохтонная) - карбонатные, реже кремнистые и терригенные образования апт-турона и трансгрессивно перекрывающие их обломочные породы верхнего сенона-палеоцена - образует так называемый миогеосинклинальный надвиг, переходящий в покров, мощность толщи до 1,5 км;

верхняя толща (также аллохтонная) связана с эвгеосинклинальным надвигом зоны тектонического перекрытия, промышленно нефтегазоносными в ней являются катаклазированные серпентиниты и вулкано-

генные породы, орогенные маастрихтские песчаники, гравелиты и олигостромовые образования, мощность ее более 4,0 км.

Месторождения нефти и газа Северо-Кубинского нефтегазоносного бассейна связаны со структурами сложного строения. Обычно это складки-чешуи, имеющие в основном относительно пологое (угол наклона 20-60°) южное крыло и крутое (угол до 90°) либо подвернутое северное. Подвернутые крылья складок-чешуй перемещены по надидам к северу на расстояние от сотен метров до первых километров. Складки-чешуи имеют несколько разновидностей, например, приразломные однокрылые складки или тектонические чешуи. Однокрылые складки по своему строению близки к описанным складкам-чешуям, но лишены подвернутого крыла.

На территории Кубы тектоника является основным фактором, контролирующим формирование месторождений и размещение зон нефтегазоаккумуляции. По классификации И.О.Брода и Н.А.Еременко нефтяные месторождения Северо-Кубинского нефтегазоносного бассейна относятся к классу сформировавшихся в складчатых областях, к группе связанных с антиклинальными складками и подгруппе месторождений складок надвинутых покровов. Поскольку складки надвинутых покровов могут быть как в пределах складчатых бортов краевых прогибов, так и в обрамляющих их зонах тектонического перекрытия, в этой подгруппе могут быть выделены и соответствующие типы нефтяных месторождений: месторождения складчатых бортов краевых прогибов и месторождения зоны тектонического перекрытия.

Месторождения складчатого борта краевого прогиба в зависимости от количества тектонических этажей (ярусов), образованных складками-чешуями, разделяются на одно-, двух- и трехэтажные.

Типичным примером месторождения трехэтажного строения является структура Бока-Харуко (рис. 3, табл.2), где залежи нефти приурочены к чешуйчатым складкам всех трех этажей: первый тектонический ярус, автохтонный, сложен известняками верхней юрско-неокома и трансгрессивно перекрывающими их терригенными породами маастрихта и палеоцена, второй тектонический ярус - складки миогеосинклинальной аллохтонной пластины - представлен кремнисто-карбонатной толщей апт-турона и залегающими на них с разрывом маастрихтскими песчаниками и алевролитами и, наконец, третий, верхний тектонический ярус сложен вторично измененными серпентинитами и эффузивными породами эвгеосинклинального надвига, также трансгрессивно перекрытыми маастрихт-палеоценовыми и более молодыми отложениями.

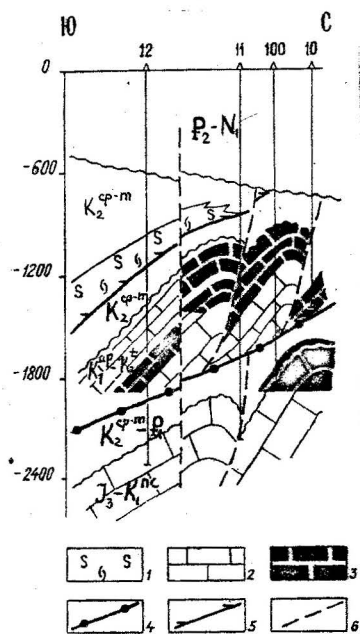


Рис.3. Схематический геологический профиль месторождения Бока-Харуко

1 — серпентиниты, габбро, диабазы, туфы; 2 — известняки; 3 — нефтяные залежи; 4 — подошва миогеосинклинального аллохтона (среднего яруса чешуй); 5 — подошва эвгеосинклинального аллохтона; 6 — взбросы, сбросы

кам пластового и массивного типов с тектоническим экранированием. Первые характерны для структур миогеосинклинального аллохтона (средний ярус). Пластовые резервуары здесь образованы карбонатными и терригенными коллекторами апта-турона, разделенными прослоями глини и кремнисто-алевритовых пород. Массивные тектонически и стратиграфически экранированные ловушки характерны для структур автохтонного (варадеровского) яруса, где они образованы карбонатными коллекторами верхней юры-неокома (иногда и более молодых горизонтов мела), на которых со стратиграфическим перерывом залегают слабопроницаемые глинисто-карбонатные породы палеоцена.

18

Структура Бока-Харуко осложнена, кроме того, поперечными сбросами, рассекающими ее на ряд изолированных блоков площадью от 1,5 до 3 км². Амплитуда сбросов от 100 до 170 м. В разрезе месторождения выделяется восемь продуктивных горизонтов: из них три ("G", "F₂", "E") в автохтонном ярусе, четыре ("D", "C", "B" и "A") в среднем аллохтонном и один ("залежи нефти в серпентинитах") в верхнем. Залежи пластовые сводовые тектонически экранированные.

Сходное строение имеют месторождения Виа-Бланка и Камариока. В строении же месторождения Варадеро участвуют только два этажа чешуй: нижний автохтонный и средний (второй) аллохтонный. К числу месторождений одноэтажного строения относится Чапелин.

Залежи нефти месторождений складчатого борта краевого прогиба отличаются большим разнообразием и закономерно связаны с ловушками различного типа. Подавляющее большинство разведанных залежей нефти приурочено к ловуш-

Таблица 2

Характеристика типичных нефтяных месторождений Северо-Кузинского нефтегазоносного бассейна

Месторождение	Год открытия	Размеры, км	Структура	Возраст продуктивных отложений	Количество нефтеносных горизонтов	Типы залежей	Плотность нефти, г/см ³
					Глубина их залегания, м		
Бока-Харуко	1969	2,0x5,0	Чешуйчато-надвиговая	J ₃ -K ₂ m	8 700-3020	Пластовые тектонически экранированные, литологические	0,810-0,981
Виа-Бланка	1969	1,0x4,0	"	"	5 1000-2200	"	0,810-0,981
Варадеро	1971	2,2x5,2	"	J ₃ -K ₁	1 1240-1820	Массивные, тектонически экранированные	0,982
Санта-Мария	1955	0,3x0,8	Блок серпентинитового массива	K	2 650-1800	Катаклазитов, коры выветривания	0,814-0,958
Бакуранао-Крус-Верде	1884	Площадь нефтеносности 1,5 км ²	"	"	Несколько нефтенасыщенных зон на глубинах 130-180 м	Катаклазитов	0,905
Мотембо	1880	1,5x6,0	"	"	2 140-500	"	0,725-0,750
Гуанабо	1968	0,5x2,2	Чешуйчато-надвиговая	"	4 750-2200	Олистостромовых толщ, пластовые, сводовые	0,978-0,997

Месторождения зоны тектонического перекрытия обладают двумя отличительными особенностями. Первая из них заключается в том, что залежи нефти и газа здесь связаны с магматическими и метаморфи-

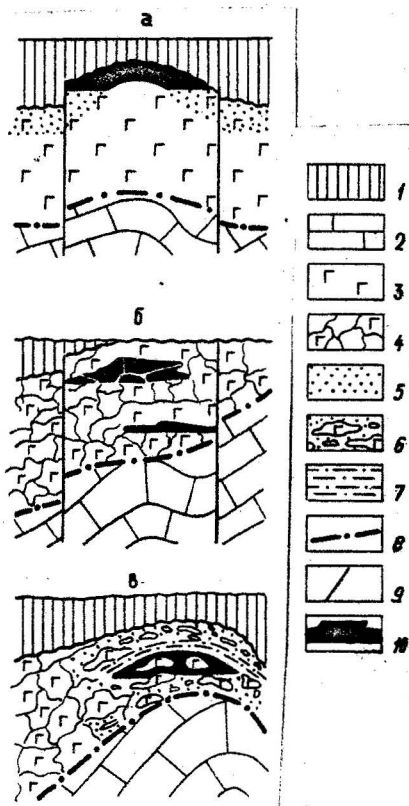
ческими породами (габбро, серпентинитами, гранодиоритами, вулканогенными толщами), залегающими на осадочных образованиях миогеосинклинали и краевого прогиба, откуда и происходит подток углеводородов. Вторая отличительная особенность месторождений эвгеосинклинальных шарьяжей заключается в том, что они связаны не с обычными антиклинальными складками, а антиформами, т.е. тектоническими пластинами, повторно деформированными в виде антиклиналей. Структуры эвгеосинклинальных шарьяжей возможно закартировать лишь в случае перекрытия их осадочными породами, да и то по эрозионной поверхности тектонической пластины. Внутреннее строение аллохтонных пластин довольно сложное и трудно поддается расшифровке.

С описываемой группой месторождений эвгеосинклинальных шарьяжей связано несколько типов залежей нефти и газа: погребенной коры выветривания, развитой на магматических породах тектонической пластины, катаклазитов и олистостромовых толщ (рис.4).

Залежи нефти и газа, приуроченные к коре выветривания, связаны с разрушенными, т.е. интенсивно

Рис.4. Типы нефтяных залежей эвгеосинклинальных шарьяжей: а) погребенной коры выветривания, б) катаклазитов, в) олистостромовых толщ

1 - осадочные породы над эвгеосинклинальным шарьяжем (неоавтохтон); 2 - осадочные породы автохтона (карбонатные отложения миогеосинклинали и краевого прогиба); 3 - серпентиниты и вулканогенные породы эвгеосинклинального комплекса; 4 - тектонизированные (катаклазированные) трещиноватые породы; 5 - кора выветривания; 6 - обломочная часть олистостромовой толщи; 7 - осадочная (алевро-пелитовая) часть олистостромовой толщи; 8 - подошва эвгеосинклинального шарьяжа; 9 - сбросы; 10 - нефтяная залежь



измененными кислыми интрузивными породами (гранитами, гранодиоритами) и средними и основными эффузивами аллохтонной пластины. Измененные породы являются хорошим коллектором, представляющим практически грубозернистые песчаники либо гравелиты. Роль покровов выполняют обычно осадочные породы (чаще всего глины). Тип коллектора - поровый либо трещинно-поровый. Размеры залежей относительно небольшие и определяются размерами антиформ. Подобного типа залежи нефти вскрыты скважинами месторождения Санта-Мария.

Следующий тип залежей нефти связан с катаклазированными интрузивными и эффузивными породами различного состава, но чаще всего с серпентинитами. Они приурочены к сильно тектонизированным трещиноватым зонам внутри магматических пород. Роль покровов выполняют плотные, малоизмененные разности тех же самых магматических пород. Размеры залежей зависят в основном от размеров зоны повышенной трещиноватости и площади распространения слабопроницаемых магматических пород-покровов (размеры антиформ в этом случае не определяют размер залежей). Указанный тип залежей широко развит в зонах разломов. К нему относятся залежи месторождений Бакураана, Крус-Верде, Мотембо, Харауэка и др.

И, наконец, третий тип залежей связан с олистостромовыми толщами. Кластическая часть разреза олистостромы является хорошим коллектором для углеводородов, а ее пелито-алевритовая масса - неплохой покровкой. Роль покровки могут выполнять также и осадочные породы, перекрывающие олистостромовые толщи. Размеры залежей определяются размерами антиформ. К этому типу могут быть отнесены залежи нефти в туфопесчаниках, олистолитах серпентинитов и эффузивных пород месторождений Гуанабо, Западная Виа-Бланка, Восточное Бока-Харуко и др.

Центрально-Кубинский нефтегазоносный бассейн занимает центральную часть о-ва Куба и его южный шельф. Максимальная длина бассейна равна 250 км, ширина 100-110 км. Осадочное выполнение представлено орогенными терригенно-карбонатными отложениями верхнего сенона-неогена мощностью 1,0-3,5 км. Обрамление сложено складчатыми эвгеосинклинальными и миогеосинклинальными породами кры и несокома-нижнего сенона. Бассейн состоит из впадин, в пределах одной из которых - Центральной - обнаружены промышленные запасы нефти. Остальные впадины - Ана-Мария, Наваро, Кочинос и другие почти целиком скрыты под водами Карибского моря и практически не изучены.

Центральная впадина (депрессия) имеет северо-восточное простирание, длину 140 км, ширину до 35 км. Объем осадочного выполнения 5,5 тыс. км³. Глубина залегания подошвы чехла 1,0-3,5 км. Складчатое основание сложено эвгеосинклинальными вулканогенно-осадочными эффузивными и метаморфическими образованиями кры-нижнего сенона. Осадочный чехол представлен в нижней части глинисто-алевритовыми и карбонатно-обломочными породами маастрихта-палеоцена мощностью до 2,5 км, а в верхней - терригенно-карбонатной толщей эоцена-неогена мощностью до 3,0 км.

В пределах депрессии выделяются две нефтегазоносные толщи. Нижняя толща приурочена к терригенно-широкластическим породам сеномана-сантона (переходный или предороженный комплекс), а верхняя - к раннеороженным терригенно-карбонатным образованиям маастрихта-палеоцена. Месторождения нефти и газа связаны с брахиантиклинальными складками, расчлененными сбросами на блоки. В строении указанных брахиантиклиналей обычно принимают участие сеноман-сантонские и маастрихт-палеоценовые отложения. Для отложений сеномана-сантона характерны крутые углы падения пластов (до 40-60°) и разрывные нарушения, преимущественно северо-западного простирания. Залегающие выше с разрывом и угловым несогласием маастрихт-палеоценовые и участками нижнеэоценовые отложения дислоцированы слабее. Углы падения слоев их равны 10-40°. Для них также характерны сбросы (преимущественно северо-восточного направления), обуславливающие блоковый характер строения складок. Амплитуда сбросов достигает 1000 м, площадь складок 2-10 км². Над описанными структурами с угловым несогласием залегают породы эоцена-неогена, строение которых значительно проще. Углы наклона слоев, как правило, не более 10-15°, разрывные нарушения редки и встречаются главным образом на структурах прибортовых зон. Структурные планы эоцен-неогеновых и нижележащих пород во многих случаях не совпадают.

Всего в пределах Центральной депрессии выявлено четыре нефтяных месторождения, из которых месторождение Кристалес расположено на юго-восточном борту впадины, Хатибонико и Реформа - на северо-западном борту и Каталина - в ее центральной части (табл.3). По типу они относятся к подгруппе месторождений нормальных брахиантиклинальных складок. Залежи нефти пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные. Наиболее крупным и характерным, для Центральной депрессии является месторождение Кристалес, которое приурочено к блокам одноименного названия, осложненным

Таблица 3
Характеристика нефтяных месторождений Центрально-Кубинского нефтегазоносного бассейна

Месторождение	Год открытия	Размеры, км	Структура	Возраст продуктивных отложений	Количество нефтеносных горизонтов Глубина их залегания	Типы залежей	Плотность нефти, г/см ³
Кристалес	1956	3,0x5,0	Брахиантиклиналь	K ₂	$\frac{6}{500-1500}$	Пластовые, тектонически экранированные, литологические	0,852-0,948
Хатибонико	1954	0,7x1,8	Горст-антиклиналь	"	$\frac{1}{400}$	Массивная	0,971
Реформа	1971	2,0x0,75	Брахиантиклиналь	"	$\frac{2}{1150-1500}$	Пластовые, сводовые, тектонически экранированные	0,969
Каталина	1955	3,0x2,0	"	"	$\frac{2}{2100-2828}$	Пластовые, сводовые	0,793-0,871

небольшими по размерам брахиантиклиналями и брахисинклиналями (рис.5). В геологическом строении их принимают участие породы складчатого основания и осадочного чехла. Для каждого структурно-го комплекса и этажа характерен индивидуальный структурный план с усложнением структур сверху вниз. Углы наклона пластов увеличиваются от $8-10^{\circ}$ в верхнем орогенном этапе до $30-60^{\circ}$ в предоро-генном комплексе. Амплитуда складок также увеличивается сверху вниз, достигая 100-120 м. Размеры брахиантиклиналей в пределах блоков измеряются сотнями метров и первыми километрами. Каждый из отмеченных блоков характеризуется индивидуальными условиями нефтегазонасности.

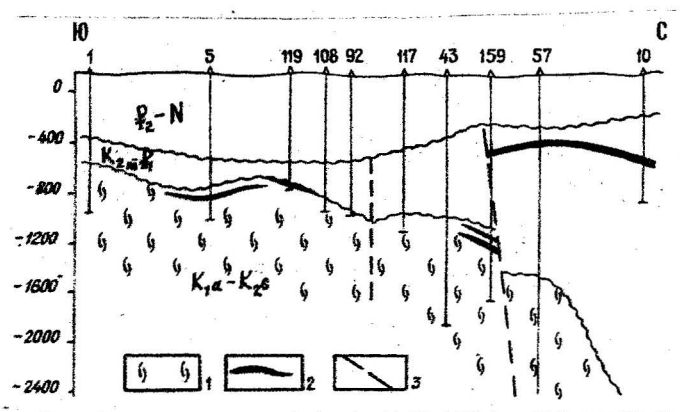


Рис.5. Схематический геологический профиль месторождения Кристалес

1 - вулканогенные и вулканогенно-осадочные породы;
2 - залежи нефти; 3 - нарушения

В разрезе месторождения установлены залежи в шести продуктивных горизонтах. Две залежи приурочены к маастрихтским отложениям и четыре (горизонты "А", "В", "С" и "Д") к сеноман-сантонским.

Западно-Кубинский возможный нефтегазоносный бассейн отвечает зоне прогибания одноименного названия. Его длина около 350 км, ширина 50-70 км, площадь около 21 тыс.км², объем осадочного выполнения 50,5 тыс.км³. Бассейн состоит из трех впадин: Лос-Паласиос, Вегас и Мерседес, разделенных поперечными поднятиями. Впадины выполнены терригенно-карбонатными породами верхнего сенона-палео-

цена, образующими нижний структурный этаж, и преимущественно карбонатными толщами с прослоями терригенных пород эоцена-неогена (верхний структурный этаж). Структурные планы верхнего и нижнего структурных этажей не совпадают, усложняясь снизу вверх. Тем не менее выявленные локальные складки в их пределах имеют брахиморфную форму, углы падения пород на их крыльях не превышают $20-25^{\circ}$.

В пределах рассматриваемого бассейна пробурен ряд скважин глубиной до 2,5 км и одна скважина глубиной до 5 км. В некоторых из них получены нефтегазопрооявления. Например, в скв. Сароа-1, Сибуей-1, Тако-Тако-1, Крисойя-1, Баньос-1 и Баньос-2 обнаружен асфальт, в скв. Паласиос-1 А и Паласиос-3 встречены газопрооявления, в скв. Карку-13 отмечены нефтепрооявления.

Восточно-Кубинский возможный нефтегазоносный бассейн сформирован на стыке раннеларамийских и позднеларамийских складчатых сооружений. В этой связи чехол впадин, образующих бассейн, в одном случае начинается с позднего сенона (впадина Нипе), в другом - со среднего эоцена (впадина Кауто, прогиб Сан-Луис).

Площадь бассейна 126 тыс.км², объем осадочного выполнения 31,1 тыс.км³. Наиболее крупной структурой бассейна является впадина Кауто (объем осадочных пород 25,7 тыс.км³). Строение ловушек для нефти и газа бассейна сравнительно простое, структуры брахиморфной формы, углы падения пород на крыльях не более $15-20^{\circ}$.

Здесь также пробурено несколько скважин глубиной до 2,5 км. Нефтегазопрооявления отмечены в скв. Нипе-1 и Нипе-2, Евгения 23-1, Мансаннио-1, газопрооявления - в скв. Кампечуэла, Медиа-Луна, Викана-2 и др.

Кроме о-ва Кубы, в пределах Большого Антильского архипелага нефть и газ обнаружены на о-ве Гаити, где были получены небольшие притоки углеводородов из пород эоцен-миоценового возраста, имеющих мощность во впадине 7,0 км. Основные нефтепоисковые работы здесь проводились в районе Асуа на юге острова. В районе Игерито имеются выходы нефти на поверхность. В этой зоне скважинами на глубине 300 м обнаружена залежь и извлечено несколько сотен тонн нефти. В районе Малено залежи нефти и газа получены из линз песчаников нижнего миоцена на глубине первых сотен метров. Однако промышленных скоплений углеводородов в пределах острова еще не обнаружено.

Восточный сегмент Антильской дуги состоит из двух параллельных цепочек островов вулканического происхождения. Восточная цепочка островов - древневулканическая, западная - и сейчас еще подвер-

жена действию вулканизма. Поднятие Восточного сегмента, видимо, ограничено субпараллельными продольными субмеридиональными разломами. Поперечные разломы субширотного направления расчленяют поднятие на блоки, выступающие в виде островов. Древний вулканический пояс прорван диоритовыми телами и несогласно перекрыт верхне-олигоценовыми-миоценовыми известняками, залегающими практически горизонтально. Молодой вулканический пояс состоит из вулканогенных пород и карбонатных образований плиоцен-четвертичного возраста. Складчатость здесь проявилась в конце миоцена-начале плиоцена (антильская фаза) и в конце плиоцена-начале плейстоцена (карибская фаза).

Несколько восточнее Наветренных о-вов расположен о-в Барбадос, сложенный палеогеновыми карбонатными и терригенными породами. Здесь из песков эоцена получены притоки нефти до 65 т/сут.

Южный сегмент (Подветренные острова) представлен цепочкой островов, сложенных рифовыми известняками плейстоцена с углами падения до 20° . В пределах отдельных островов обнаружены интенсивно дислоцированные вулканогенные образования доверхнесенонского возраста, верхнесенонские известняки и палеоцен-нижеэоценовые терригенно-карбонатные отложения. Абсолютный возраст диоритов 65-80 млн. лет.

С севера поднятие Южного сегмента ограничено прогибом, где мощность пород кайнозоя достигает 12 км. От Карибских хребтов Венесуэлы поднятие также отделено прогибом, но мощность осадков в нем меньше. О-ва Тобаго, Тринидад, Маргарита, образующие более южную параллельную цепь островов, принадлежат уже матерiku и являются продолжением Карибских хребтов Венесуэлы. Их подстилает древний метаморфический комплекс гранито-гнейсового фундамента. Основные деформации здесь были приурочены к концу мела и началу палеогена, а с палеоцена начали накапливаться флишoidные, молассоидные и олистостромовые толщи.

На Подветренных о-вах бурение еще не проводилось. Однако к югу от них в пределах о-ва Тринидад имеются два нефтегазоносных района, в пределах которых выявлено 53 месторождения (49 нефтяных и 4 газовых). Извлекаемые запасы здесь составляют 357,7 млн. т нефти и 143 млрд. м^3 газа (на 1.1.1975 г.). По их величине о-в Тринидад занимает второе место на южноамериканском континенте, уступая лишь Венесуэле.

Промышленная нефтегазоносность о-ва Тринидад связана в основном с Оринокским нефтегазоносным районом, часть которого на континенте принадлежит Венесуэле. Площадь Оринокского бассейна 152 тыс. км^2 , объем осадков 730 тыс. км^3 . Выполнен он породами кайнозоя, мощность которых достигает 12 км, и мезозоя мощностью 5-6 км. Продуктивные пласты приурочены к меловым, олигоценовым и неогеновым отложениям. Структурно нефтегазоносный район принадлежит краевому прогибу и склону Южно-Американской платформы. Месторождения нефти и газа (по запасам средние и мелкие) связаны со сложнопостроенными антиклиналями, нередко осложненными грязевыми диапирами, нарушенными разрывными смещениями с крутыми углами падения пород на крыльях.

Преобладают пластовые сводовые залежи, но нередко встречаются тектонически и литологически экранированные. Размеры складок обычно небольшие и их площадь измеряется несколькими квадратными километрами. Помимо антиклиналей, промышленные скопления нефти открыты и на моноклиналях. Тектонически экранированные залежи встречаются даже в синклиналях. Наряду с пластовыми сводовыми, известны также залежи литологически ограниченные со всех сторон.

Сравнительная характеристика нефтегазоносных бассейнов островных дуг

Тектонические особенности строения нефтегазоносных бассейнов. Большинство нефтегазоносных бассейнов островных дуг связано со структурами трех типов: 1) межгорными прогибами и впадинами (синклинориями) часто с незавершенной складчатостью, 2) с наложенными впадинами в пределах внутренних и краевых массивов и геосинклинальных областей, 3) краевыми прогибами и склонами платформ.

В качестве возможных нефтегазоносных бассейнов островных дуг и сопряженных с ними территорий можно рассматривать еще три типа структур: а) межостровные прогибы при наличии двойной или тройной гряды островов, б) прогибы, связанные с глубоководными желобами, в случае наличия в их пределах осадочных образований более 2-3 км, в) геосинклинальные котловины, нередко окаймляющие дуги с внешней (океанской) стороны, также при условии наличия в них осадков значительной (2-3 км) мощности. В некоторых из них (в геосинклинальных котловинах Японского, Карибского морей, межостровном прогибе архипелага Тонга и др.) обнаружены нефте- и газопровывления.

Большинство нефтегазоносных бассейнов островных дуг связано со структурами первого типа, т.е. синклинориями. В их пределах выявлена большая часть месторождений нефти и газа на территории островных дуг Дальнего Востока, юго-востока Азии (прогиб Якатага Южной Аляски, Бирмано-Яванская дуга). По размерам эти месторождения чаще всего небольшие. Но встречаются также средние и очень редко крупные.

К структурам второго типа (наложенным впадинам) приурочено значительно меньшее количество нефтегазоносных бассейнов. К ним относятся нефтегазоносные бассейны залива Кука, Алеутско-Аляскинской дуги, Центральная впадина (грабен-синклиналь) на о-ве Куба и др. В их пределах обнаружено меньшее число месторождений по сравнению с бассейнами первого типа. Однако здесь, наряду с небольшими по запасам месторождениями, чаще встречаются средние, крупные и есть даже крупнейшие, например, газовое месторождение Кенай (бассейн залива Кука), начальные запасы которого равны $141,0 \text{ млрд. м}^3$.

Нефтегазоносные бассейны, связанные со структурами третьего типа (краевыми прогибами и склонами платформ), обычно приурочены к стороне островной дуги, обращенной к континенту. Большая часть их площади, как правило, находится в море. Типичным примером бассейнов подобного типа является Северо-Кубинский. К ним же следует отнести крупнейший по запасам Сараванский нефтегазоносный бассейн в пределах Бирмано-Яванской островной дуги и др. В пределах нефтегазоносных бассейнов этого типа выявлены самые крупные месторождения нефти и газа островных дуг, которые связаны с длинными узкими асимметричными антиклиналями, осложненными надвигами (например, месторождение Сериа с запасами 234 млн. т).

Морфология нефтегазоносных бассейнов. По форме нефтегазоносные бассейны островных дуг неоднотипны. Наиболее распространенными являются бассейны линейной формы, брахиморфные же встречаются реже. Есть бассейны и промежуточной формы.

Различие формы бассейнов зависит от их тектонического положения: линейная форма характерна для межгорных краевых прогибов, брахиморфные бассейны чаще всего связаны с наложенными впадинами.

Размеры нефтегазоносных бассейнов островных дуг колеблются в широких пределах. Условно их можно разделить на несколько категорий: крупнейшие (объем осадочного выполнения более 1 млн. км^3), крупные ($0,5 \text{ млн. км}^3$), средние ($50-500 \text{ тыс. км}^3$), небольшие (до 50 тыс. км^3).

Наиболее крупные по размерам нефтегазоносные бассейны сконцентрированы в пределах Бирмано-Яванской островной дуги. Здесь известно 4 крупнейших, один крупный и несколько средних бассейнов. Небольшие и средние бассейны преобладают в пределах островных дуг Дальнего Востока. Так, в пределах Японской дуги выявлено 5 небольших, 6 средних и один крупнейший бассейны. Для островных дуг Восточной Австралии характерны небольшие и средние бассейны (3 небольших и 3 средних), а в пределах Алеутско-Аляскинской дуги околнурены бассейны средних размеров. На территории Антильской дуги известно два небольших, один средний и один крупный нефтегазоносные бассейны. С дальнейшим изучением двух последних бассейнов может быть связано увеличение потенциальных ресурсов региона.

По крупности нефтегазоносных бассейнов островные дуги располагаются в следующей последовательности (в порядке уменьшения): 1) дуги Юго-Восточной Азии, 2) Алеутско-Аляскинская дуга, 3) дуги Дальнего Востока, 4) дуги Восточной Австралии и 5) Антильская островная дуга. Заметим, что и по величине эти регионы можно расположить примерно в такой же последовательности. Если же сравнить размеры бассейнов, принадлежащих различным тектоническим элементам, то самыми крупными окажутся бассейны краевых и межгорных прогибов, а наиболее мелкими - бассейны наложенных впадин. Наиболее крупными также являются бассейны линейной формы и значительно меньшие размеры имеют бассейны брахиморфные.

Состав и строение осадочного выполнения. Нефтегазоносные бассейны островных дуг по составу осадочного выполнения можно разделить на два типа: бассейны с терригенным и осадочно-вулканогенным выполнением и бассейны, выполненные преимущественно карбонатными породами. Нефтегазоносные бассейны большинства островных дуг относятся к первому типу, исключая бассейны северной части Антильской островной дуги, для которых характерен второй тип осадочного выполнения.

В пределах Японии бассейны выполнены главным образом песками, песчаниками, конгломератами, глинами, углями, вулканогенными породами. Коллекторами служат в основном песчаники, пески, туфы, а покрывками - глины.

Примерно такой же состав осадочного выполнения имеют нефтегазоносные бассейны Индонезии: песчаники, пески, конгломераты, туфы, угли, мергели, аргиллиты, глинистые сланцы, рифогенные известняки. Большинство залежей здесь приурочено к песчаным прослоям, а

их покрывками являются глины и глинистые сланцы. В бассейне Вогелкоп залежи нефти и газа встречаются также в рифогенных известняках.

Бассейны Алеутско-Аляскинской островной дуги выполнены песками, песчаниками, в том числе и аркозовыми, углями, вулканогенными породами. Если в пределах Индонезии сланцы выполняют роль покрывок, то здесь они трещиноваты и являются коллекторами. Помимо сланцев, залежи углеводородов связаны также с песками и песчаниками.

Песчаники, алевролиты, конгломераты, угли, известняки, вулканогенные толщи развиты в осадочных бассейнах островных дуг Восточной Австралии.

Для внутренних бассейнов Антильской островной дуги также характерно терригенное, осадочно-вулканогенное выполнение. Однако ее внешний - Северо-Кубинский бассейн сложен преимущественно карбонатными образованиями.

Следует отметить, что структурно-формационные комплексы, выполняющие бассейны, часто отличаются высокой степенью дислоцированности. Интенсивность деформаций толщ увеличивается сверху вниз. В пределах бассейнов по глубине залегания складчатых образований обычно выделяются крайняя, средняя и центральная, наиболее погруженная зона. Большинство месторождений выявлено в окраинной и средней зонах. Центральная и нередко средняя зоны во многих случаях недостаточно разведаны из-за больших глубин залегания фундамента.

Стратиграфическая приуроченность залежей нефти и газа. В основном залежи нефти и газа островных дуг связаны с кайнозойскими, преимущественно неогеновыми и олигоценными породами. Однако встречаются более древние продуктивные пласты вплоть до верхнеюрских.

Нефтегазоносность неогеновых и олигоценных отложений выявлена в межгорных прогибах (синклинориях) практически всех островных дуг (исключая Антильскую), что вполне естественно, так как возникновение их связано с временем оформления Тихоокеанского тектонического кольца.

В пределах наложенных впадин залежи нефти и газа встречаются и в более древних образованиях. Так, во впадине залива Кука (Алеутско-Аляскинская островная дуга) скопления углеводородов

встречены в эоценовых толщах, а в Центральной впадине о-ва Куба (Антильская дуга) - в разрезе палеоцена и верхнего мела. Формирование наложенных впадин существенно отличается от развития межгорных прогибов и связано с проявлением сбросовой тектоники, сдвиговых перемещений, что и приводит к увеличению диапазона нефтегазоносности.

Наиболее древние породы, содержащие промышленные скопления углеводородов, обнаружены в пределах Антильской островной дуги. Здесь залежи нефти встречаются в отложениях верхней юры-неокома и верхнего мела. Связаны они со складчатым бортом Северо-Кубинского краевого прогиба (сенон) и нижележащими породами миогеосинклинали (верхняя юра-турон).

Типы залежей и месторождений нефти и газа островных дуг весьма разнообразны. Здесь встречаются все известные типы залежей: пластовые (сводовые и экранированные), массивные и литологически ограниченные. Преобладающими являются пластовые залежи, реже встречаются массивные и литологически ограниченные. Своеобразные типы залежей, приуроченные к антиформам, катаклазитам и коре выветривания, описаны в пределах Антильской островной дуги.

По фазовому составу преобладающими являются залежи нефти, реже встречаются газовые, газоконденсатные и их сочетания.

Месторождения нефти и газа островных дуг (по И.О.Броду и Н.А.Бременко) относятся к классу месторождений складчатых областей, которые, в свою очередь, делятся на три группы: а) месторождения синклинориев (межгорных прогибов), б) краевых прогибов и в) наложенных впадин. Преобладают месторождения, связанные с синклинориями и краевыми прогибами.

Подводя итоги сравнения нефтегазоносных бассейнов островных дуг, следует отметить, что почти все бассейны характеризуются сложной тектоникой и наличием многочисленных разрывных нарушений, особенно горизонтальных перемещений - надвигов, покровов, сдвигов. Непросто построены также ловушки нефти и газа, осложненные порой надвигами и имеющие двух- и трехэтажное строение. Все это заставляет искать особые, нетрадиционные пути выявления и разведки месторождений нефти и газа в бассейнах островных дуг. Особенно трудным является вопрос поиска и оконтуривания залежей нефти и газа в структурах сложного многоярусного строения. Проблема эта пока еще далека от окончательного решения.

Следует также подчеркнуть различия в геологическом строении и нефтегазоносности рассматриваемых бассейнов. Так, например, лишь Антильская островная дуга выполнена столь мощными карбонатными толщами, в то время как для бассейнов других островных дуг характерно терригенное и осадочно-вулканогенное выполнение. Как правило, промышленная нефтегазоносность островных дуг связана с олигоцен-неогеновыми образованиями, в то время как в пределах Антильской дуги в этом комплексе вообще не обнаружено промышленных скоплений углеводородов. Пожалуй, Антильская островная дуга является единственным регионом, где залежи нефти и газа обнаружены в серпентинитах, вулканогенных и магматических породах.

Выводы

Приведенные данные о геологическом строении и нефтегазоносности островных дуг позволяют дать сравнительную оценку перспектив нефтегазоносности рассматриваемых структур.

1. Установлено, что наиболее значительные по запасам скопления углеводородов характерны для крупных и средних по объемам осадочного выполнения бассейнов. Так, например, в пределах Кубы оконтурены один крупный – Северо-Кубинский и один средний – Западно-Кубинский бассейны: в пределах первого промышленные месторождения нефти уже обнаружены, второй бассейн является возможно нефтегазоносным. Наряду с разведкой меловых продуктивных комплексов, определенные перспективы здесь, видимо, следует связывать и с более молодыми палеоцен-неогеновыми образованиями, которые продуктивны практически в пределах всех островных дуг мира. Этот комплекс пород на большей части территории Кубы деформирован слабее нижележащих отложений, складки его в меньшей мере нарушены разломами, имеют брахиморфную форму и легко могут быть оконтурены сейсморазведкой.

2. Наиболее крупные скопления углеводородов на островных дугах мира сконцентрированы на внутренней стороне дуг, т.е. на стороне, обращенной к континенту. Так, в Северо-Кубинском краевом прогибе это положение подтверждается открытием большого числа месторождений, в том числе и значительных по запасам.

3. Важную роль в образовании нефтяных и газовых месторождений островных дуг играют горизонтальные перемещения по надвигам и сдвигам. Тектонические покровы, перекрывая нефтегазоносные толщи, в одних случаях играют роль непроницаемых покрывок над продуктивными

ми отложениями, а в других – сами содержат вторичные залежи нефти (залежи олистостромовых толщ, катаклазитов и др.). Основные перспективы зон тектонических перекрытий, часто встречающихся в пределах островных дуг, связаны с автохтонными структурами, залегающими под шарьяжными пластинами. Примером может служить перспективная на нефть и газ зона миогеосинклинали Кубы, перекрытая краевым эвгеосинклинальным надвигом.

Для островных дуг характерна также поперечная тектоническая зональность, обусловленная сдвиговыми перемещениями. С длительно развивавшимися сдвигами связано формирование наложенных впадин. Примером впадин, образовавшихся над сдвиговыми нарушениями, являются Центральный бассейн Кубы, некоторые впадины Японии и др. Нужно полагать, что в подобных впадинах в пределах Сахалина, Восточных и Западных Курил, Восточных Антиль и в других районах можно обнаружить скопления углеводородов.

Литература

1. КАЛИНКО М.К. Нефтегазоносность акваторий мира. М., Недра, 1969.
2. КЛЕЩЕВ К.А., ШЕИН В.С. Природа нефтегазопоявлений в магматических породах Кубы. – Экспресс-информация. ВИЭМС. Геол., методы поисков и разв. м-ний нефти и газа, 1977, № 2.
3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ морей и океанов. М., Недра, 1973. Авт.: Б.А.Соколов, А.Г.Гайнанов, Д.В.Несмеянов, А.М.Серегин.
4. НЕФТИ и газы месторождений зарубежных стран. Справочник. Под ред. Высоцкого В.И. и Гусевой А.Н. М., Недра, 1977.
5. ОСОБЕННОСТИ строения нефтяных месторождений Кубы. – Геология нефти и газа, 1976, № 9. Авт.: С.П.Максимов, К.А.Клещев, В.С.Шеин и др.
6. ПУЩАРОВСКИЙ Ю.М. О тектонике и нефтегазоносности приокеанических зон. – Геотектоника, 1976, № 1.
7. РЕСУРСЫ нефти и газа капиталистических и развивающихся стран. Л., Недра, 1974. Авт.: Н.А.Калинин, Ю.Я.Кузнецов, М.Ш.Моделевский и др.
8. СОМИН М.Л., МИЛЬЯН Г. О возрасте метаморфических пород Кубы. – ДАН СССР, 1977, т.234, № 4.
9. СПРАВОЧНИК по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Под ред. В.И.Высоцкого. М., Недра, 1976.

10. ТЕКТОНИКА Кубы и ее шельфа. - Сов. геология, 1978, № 2.
Авт.: В.С.Шейн, С.С.Иванов, К.А.Клещев и др.

11. ШЕЙН В.С., КЛЕЩЕВ К.А. Особенности строения и формирования шарьяжей Больших Антиль. - ДАН СССР, 1977, т.234, № 4.

12. ESTRUCTURA geologica de los yacimientos de petroleo de la region miogeosinclinal de Cuba. Primera jornada cientificotecnica de Cuba, Habana, 1974. Aut.: Klechov K.A., Shein V.S., Kuzneshev V.I., Bancovsky S.Y.

13. FISHER R., JUDSON S. Petroleum and Global Tectonics. Princeton Univ.Press, London, 1975.

14. KHUDOLEY K.M., MEYERHOFF A.A. Paleogeography and geological history of Great Antilles. - Geol.Soc.America, 1971, mem.129.

15. MATTSO P.H. Middle Cretaceous nappe structures in Puerto Rico and their relation to the tectonic history of Great Antilles. - Geol.Soc.America Bull., 1973, vol.84, N 1.

16. MILLIAN G., SOMIN M.L. Generalidades sobre la geologia de los complejos metamorficos de Cuba. Bol.Actas 2. Inst.de Geol., A.C.Cuba, 1972.

17. RESUMENES primera jornada cientifico tecnica. Habana, 1974.

18. TECTONICA regional de Cuba u su plataforma marina. Primera jornada cientifico-tecnica de Cuba. Habana, 1974. Aut.: Shein V.S., Klechov K.A., Pevsner L.A. y otr.

19. TIPOS de regiones petrogasiferas (Cuencas) de Cuba, estructuras petrogasiferas locales y regularidades de su distribucion. Primera jornada cientifico-tectonica de Cuba, Habana, 1974. Aut.: V.S.Shein, K.A.Kleschov, I.Alvares y otr.

20. WORLD production tops 60 million bps. - World Oil, 1978, vol.186, N 3.

Оглавление

Введение	I
Геология и нефтегазоносность островных дуг	3
Островные дуги Юго-Восточной Азии	3
Островные дуги Дальнего Востока	9
Островные дуги Новой Зеландии, Новой Каледонии и островов Тонга	11
Алеутско-Аляскинская островная дуга	12
Антильская островная дуга	12
Сравнительная характеристика нефтегазоносных бассейнов островных дуг	27
Заключение	32
Литература	33

УДК 553.98:551.242.22

Клещев К.А., Шеин В.С. Нефтегазоносность островных дуг и прилегающих территорий. Обзор. Геол., методы поисков и разв. м-ний нефти и газа. М., ВИЭМС, 1978, 34 с. с ил. Список лит.: 20 назв.

В обзоре приведены сведения о нефтегазоносности островных дуг юго-востока Азии, Дальнего Востока, Северной и Центральной Америки, Антильской островной дуги. Приведена характеристика залежей и месторождений нефти и газа. Обзор рассчитан на специалистов нефтяного профиля, а также студентов геологических и нефтяных факультетов.

Константин Александрович Клещев
Василий Степанович Шеин

Нефтегазоносность островных дуг
и прилегающих территорий

Редактор Н.К.Алферова
Технический редактор Р.И.Шапина
Корректор Н.А.Морякова

Подписано к печати 20/X 1978 г.	т 20213	
Формат 60×84/16	Печ.л. 2,0	Уч.-изд. л. 2,0
Тираж 730 экз.	Заказ 1419	Цена 30 коп.

ОЦНТИ ВИЭМС, 123853 Москва, 3-я Магистральная, 38.
ЭЛОП ОЦНТИ ВИЭМС, 123242 Москва, Б. Грузинская, 4/6.