

---

**В.А. Краюшкин**

Институт геологических наук НАН Украины, Киев

## **НЕБИОГЕННАЯ ПРИРОДА ГИГАНТСКОГО ГАЗОНЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ НА МИРОВОМ КОНТИНЕНТАЛЬНОМ СКЛОН**

---

*На мировом континентальном склоне имеются 18 885 млрд м<sup>3</sup> природного газа, 391 млн т конденсата и 25 255,5 млн т нефти в осадочных породах палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов, а также  $22 \times 10^{17}$  м<sup>3</sup> метаногидрата в современных алевролитах, аргиллитах, глинах, песках и песчаниках. Это гигантское нефтегазонакопление рассматривается как часть природного процесса дегазации Земли, который был ответственен и за создание её атмосферы, гидросферы и литосферы.*

**Ключевые слова:** нефтегазонакопление, дегазация Земли, метаногидрат.

Мировой континентальный склон — это совокупность материковых склонов Австралии, Австралии, Америки, Антарктиды, Африки и Евразии. На пути к современным представлениям о генезисе, геологическом строении и нефтегазоносности этого глубоководного (>200 м) морского мирового побережья первый, по-видимому, шаг сделал ещё в 1596 году А. Ортелиус, кто, изучая очертания континентов, пришёл к выводу, что обе Америки были некогда «оторваны» от Африки и Европы. Более чем 250 годами позднее эта же идея была опубликована А. Снайдером-Пеллерыни, в 1908 г. — Ф. Тейлором и Г. Бейкером, в 1912 г. — А. Вегенером. Идея дрейфа континентов нарушала догму тех времён. Авторы этой идеи считали фантазёрами или дуралеями, сбивающими с толку учёных нелепыми, абсурдными измышлениями, но в 1968 г., т.е. через 400 лет после А. Ортелиуса, идея дрейфа континентов вошла в состав современной концепции плитовой тектоники, сформулированной Г. Хессом и Р. Дитцем. Согласно данной концепции, дрейф континентов и образование у них нового взморья начались 200 млн лет назад после дизъюнктивного развала Пангеи на Лавразию и Гондвану. В юрское время (135 млн лет назад) последние отдрейфовали друг от друга; между ними возник широтный Мезогейский океан; от Гондваны обособилась Индия и двинулась на север, к будущей

© В.А. КРАЮШКИН, 2013

Евразии. В мел/палеогеновое время (65 млн лет назад) от Гондваны откололась и начала отдаляться на запад Южная Америка. Возникла Южная Атлантика. От Гондваны отделилась и двинулась на север-северо-восток Австралия. Северная Америка отсоединилась от Лавразии и «поплыла» в запад-северо-западном направлении, оставляя позади Евразию. Несколько позднее все ныне известные материки заняли своё современное положение, омываясь Атлантическим, Индийским, Северным Ледовитым и Тихим океанами [9], где мировой континентальный склон — это замечательнейший глубоководный (>200 м) прибрежный пояс мезозойско-кайнозойской седиментации, диастрофизма и гигантского накопления нефти, природного газа и метаногидрата.

Мировому континентальному склону площадью 75 млн км<sup>2</sup> присущи телескопированный рифтогенез с широкими и высокими «лестницами» конкордантных ступенчатых глубинных сбросов, поперечные трансформные глубинные разломы (Ассенсьон, Бата, Бланко, Мендосино, Мессина/Этна/Комизо, Рио-Гранде, Романш, Северный Фанг, Тамайо, Фанди и др.), континентальные и морские литофации, угловые и стратиграфические региональные несогласия, гигантские дельтовые конусы выноса осадков (Амазонский, Замбези, Кванза, Маккензи, Миссисипский, Нигерский, Нижнеконголезский, Нильский, Огуэ, Оранжевый, Оринокский, Сицзянский и др.), вулканизм, грязевулканизм, глинодиапиризм, галокинез, гигантские современные и ископаемые каньоны (Азурита, Аламинос, Алба, Балтиморский, Веррилл, Вима, Грин, Десото, Доусон, Изонгу, Кабу Фриу, Картока, Киттли, Колумбия, Логэн, Маше, Миссисипский, Могиканский, Норфолкский, Рио-де-Жанейро, Сан-Паулу, Сантуш, Элоп/Зафиру и др.), гигантские современные и ископаемые подводные оползни (Кэйп Лукаут, Кэйп Фир, Сторега, Трьонадьюпет, Эбимали/Карритак и др.), олистостромы и рафты, складки, горстовидные наклонные тектонические блоки, почти повсеместная оледенелость осадочной толщи с глубины 0,4—2,2 до 350—1000 м ниже дна моря/океана и «многоярусность» нижележащих газонефтеносных турбидитных песков и песчаников в толще пелагических и, следовательно, уж никак не нефтегазоматеринских глин.

Нефтегазоносны здесь 54 осадочных бассейна — Ассауэйра, Барито, Бенин, Брауз, Воринг, Восточно-Фаррерский, Галф-Кост, Гаммерфест, Грейт Саут, Джипсленд, Жанны д'Арк, Ж. Бонапарта, Жекитиньонья, Западно-Шетландский, Кальдер, Камаму/Алмада, Кампуш, Карнарвон, Кванза, Ковери, Кришна/Годавари, Кумурухатиба, Кутей, Лабрадороморский, Левантинский, Лос-Анджелесский, Матурин, Нигерский, Нижнеконголезский, Нильский, Огуэ, Оранжевый, Пелагический, Пиура, Рио-Муни, Ровума, Сантуш, Свердрупский, Североморский, Северо-Палаванский, Сержип/Алагуаш, Сиртский, Сицзян, Тромсё, Умбро/Маркиджиано, Фламинго, Харстад, Хельгеланд, Эбро, Эксмаут, Эшпириту Санту, Южный Баренцевоморский, Южнокаспийский и Яваноморский.

Первые нефтяные месторождения на мировом континентальном склоне были открыты в начале 1970-х гг. севернее о-вов Бали и Ломбок в Яванском море глубиной 482 и 610 м. Сегодня же промышленная нефтегазоносность мирового континентального склона осваивается в глубоководном прибрежье Австралии, Австралии, Африки, Евразии, Северной и Южной Америки, в морских экономических зонах 40 стран — Австралии, Азербайджана, Анголы, Бразилии, Венесуэлы, Восточного Тимора, Ганы, Дании, Египта, Израиля, Индии, Индонезии, Ирландии, Испании, Италии, Камеруна, Канады, КНР, Конго (Браззавиль), Конго

(Киншаса), Кот д'Ивуар, Ливии, Мавритании, Малайзии, Мексики, Мозамбика, Намибии, Нигерии, Новой Зеландии, Норвегии, Палестинской Национальной Автономии, Перу, России, Сан-Томе и Принсипе, Соединённого Королевства, США, Сьерра-Леоне, Туниса, Филиппин и Экваториальной Гвинеи. Здесь разведано 927 глубоководных (более 200—3052 м) газовых, газонефтяных и нефтяных месторождений с совокупными начальными доказанными (извлекаемыми) запасами 18 885 млрд м<sup>3</sup> природного газа, 391 млн т конденсата и 25 255,5 млн т нефти в песках, песчаниках и известняках перми, мезозоя и кайнозоя на глубине 610—10 692 м, откуда скважины фонтанируют индивидуально по 23 тыс. — 12 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа, 1,1—2405 м<sup>3</sup>/сут конденсата и 95—7950 м<sup>3</sup>/сут нефти. Имеются здесь и  $22 \times 10^{17}$  м<sup>3</sup> метана в виде газогидрата («горючий лёд») в современных песках, алевролитах, аргиллитах и глинах на глубине 0,4—2,2 м ниже дна моря/океана.

Газонефтеносность континентального склона Европы в Баренцевом, Норвежском, Северном, Средиземном морях и Фарерско-Шетландском проливе характеризуется выявлением 122 глубоководных (217—1376 м) месторождений. Их совокупные начальные доказанные запасы исчисляются 6759 млрд м<sup>3</sup> природного газа, 100,5 млн т конденсата и 1614 млн т нефти, залегающих на глубине 1500—5418 м в нижнепермских, мезозойских и третичных песках и песчаниках или известняках. Индивидуальные начальные дебиты скважин измеряются 151 тыс. — 12 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа, до 2405 м<sup>3</sup>/сут конденсата и 150—7950 м<sup>3</sup>/сут нефти плотностью 709—898 кг/м<sup>3</sup> из упомянутых горных пород, вскрытых бурением в морских экономических зонах Дании, Ирландии, Испании, Италии, Норвегии, России и Соединённого Королевства.

В осадочных бассейнах Воринг, Восточно-Фарерском, Гаммерфест, Западно-шетландском, Пелагическом, Североморском, Тромсё, Харстад, Хельгеланд, Умбро-Маркиджано, Эбро, Южном Баренцевоморском имеются и 20 глубоководных (280—1376 м) гигантских месторождений нефти и газа. Это — Аквила (93 млн т нефти и 79 млрд м<sup>3</sup> газа), Белла Донна (99 млрд м<sup>3</sup> газа), Визунд (40,5 млн т нефти и 51 млрд м<sup>3</sup> газа), Виктори (116 млн т нефти и газа), Гру (99 млрд м<sup>3</sup> газа), Дройген (68 млн т нефти и 2,8 млрд м<sup>3</sup> газа), Кристин (56 млн т нефти и 140 млрд м<sup>3</sup> газа), Мидгард (14 млн т нефти и 103 млрд м<sup>3</sup> газа), Нурне (65,75 млн т нефти и 15 млрд м<sup>3</sup> газа), Роузбэнк/Лохнагар (79,5 млн т нефти и 4,8 млрд м<sup>3</sup> газа), Скарв (79,5 млн т нефти), Сморбук (70,5 млн т нефти и 106 млрд м<sup>3</sup> газа), Снорре (152 млн т нефти и 10 млрд м<sup>3</sup> газа), Снохвит (13,3 млн т конденсата и 107 млрд м<sup>3</sup> газа), Тириханс (25 млн т нефти и 51,5 млрд м<sup>3</sup> газа), Трульв (236 млн т нефти и 1300 млрд м<sup>3</sup> газа), Урман Ланге (29 млн т нефти и 396,5 млрд м<sup>3</sup> газа), Хейдрун (107 млн т нефти и 50 млрд м<sup>3</sup> газа), Фойнавн (70 млн т нефти) и Штокмановское (59 млн т конденсата и 3823 млрд м<sup>3</sup> газа). Их начальные совокупные доказанные запасы исчисляются 1163 млн т нефти с конденсатом и 6260,8 млрд м<sup>3</sup> природного газа, что соответствует 70,7 % запасов нефти и почти 93 % запасов газа 122 вышеупомянутых месторождений [1].

На континентальном склоне материковой Азии выявлены, разведуются и разрабатываются 46 глубоководных (свыше 200—2942 м) месторождений газа, конденсата и нефти. Их совокупные начальные извлекаемые запасы равны 1360 млн т нефти, 120 млн т конденсата и 2672 млрд м<sup>3</sup> природного газа. На глубине от 900 до 7300 м они залегают в песках, песчаниках и известняках плейстоцена, плиоцена, миоцена, апт-альба и средней юры, откуда скважины фонтанировали с

начальными индивидуальными дебитами от 95 до 1590 м<sup>3</sup>/сут нефти, от 495 до 520 м<sup>3</sup>/сут конденсата и от 595 тыс. до 5664 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа в пяти осадочных бассейнах — Ковери, Кришна Годавари, Левантинском, устья р. Сицзян и Южно-Каспийском, находящихся в морских экономических зонах Индии, Израиля, КНР и Азербайджана, соответственно в Бенгальском заливе, Средиземном, Южно-Китайском и Каспийском морях. Здесь имеются 11 гигантских глубоководных (200—2000 м) месторождений. Это — Азери (250 млн т нефти), Гунешли (225 млн т нефти), Далит (142 млрд м<sup>3</sup> газа), Дирубай (340 млрд м<sup>3</sup> газа), Кришна Годавари (198 млрд м<sup>3</sup> газа), Ливань (170 млрд м<sup>3</sup> газа), Люхуа (200 млн т нефти), 1-А (198 млрд м<sup>3</sup> газа), Тамар (178,5 млрд м<sup>3</sup> газа), Чираг (510 млн т нефти) и Шах Дениз (175 млн т нефти, 120 млн т конденсата и 1,3 трлн м<sup>3</sup> газа). Их начальные совокупные извлекаемые запасы измеряются 1360 млн т нефти, 120 млн т конденсата и 2526,5 млрд м<sup>3</sup> природного газа, что отвечает 100 % опубликованных запасов нефти и конденсата, а также 94,5 % запасов газа из 46 вышеупомянутых месторождений [2].

Австралазия (Восточный Тимор, Индонезия, Малайзия, Папуа-Новая Гвинея, Филиппины) — это омываемая Индийским и Тихим океанами, а также их морями островная суша, где на континентальном склоне в Арафурском, Тиморском, Южно-Китайском и Яванском морях, Макасарском проливе, морях Бали и Сулу, в экономических зонах Восточного Тимора, Индонезии, Малайзии и Филиппин, имеются 59 глубоководных (233—1841 м) газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений с совокупными начальными извлекаемыми запасами 382 млрд м<sup>3</sup> природного газа, 15 млн т конденсата, 113 млн т нефти плюс 523 млн т нефти и газа в пересчете на нефтяной эквивалент (НЭ). Они залегают на глубине 2142—5339 м в песках, песчаниках и известняках третичного и мезозойского возраста шести осадочных бассейнов (Барито, Кальдер, Кутей, Северо-Палаванский, Фламинго и Яваноморский). Начальные дебиты скважин достигают индивидуально 23 тыс.—886 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа, 1,1—305 м<sup>3</sup>/сут конденсата и 420—2007 м<sup>3</sup>/сут нефти. Гигантских глубоководных (346—1651 м) месторождений здесь имеется шесть. Это — газовое месторождение Абади (283 млрд м<sup>3</sup>), нефтяное Кике (76,7 млн т) и газонефтяные Камаго-Малампая (99 млрд м<sup>3</sup> газа, 15 млн т конденсата и 13,5 млн т нефти), Западное Сено (65,1 млн т НЭ), Рангас (61,6 млн т НЭ) и Гендало (54,8 млн т НЭ). Вместе они содержат 382 млрд м<sup>3</sup> газа, 90,2 млн т нефти, 15 млн т конденсата и 181,5 млн т нефти и газа в виде НЭ, что равно 100 % упомянутых выше совокупных запасов газа, 100 % запасов конденсата, почти 80 % запасов нефти и около 35 % запасов НЭ [4].

Австралия ежедневно добывает 89 млн м<sup>3</sup> природного газа и 102 797 т нефти с конденсатом, но 93,7 % этого, т.е. 83 млн м<sup>3</sup> газа и 96 320 т нефти с конденсатом, дают морские месторождения, в том числе 53 870 т нефти с конденсатом на континентальном склоне. В Индийском океане, Бассовом проливе и Тиморском море разведано 89 глубоководных (205—1351 м) месторождений с совокупными начальными извлекаемыми запасами 443 млн т нефти, 133,5 млн т конденсата и 4126,7 млрд м<sup>3</sup> газа. Они залегают на глубине 610—4727 м в дельтовых и турбидитных песчаниках олигоцена бассейна Джипсленд, мела, юры и триаса бассейнов Брауз, Ж. Бонапарта, Карнарвон и Эксмаут, откуда скважины фонтанировали индивидуально по 607 тыс.—1250 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа, 40—2395 м<sup>3</sup>/сут конденсата и 145—3017 м<sup>3</sup>/сут нефти. 13 гигантских глубоководных месторождений здесь — это неф-

тяное Скарборо (282 млн т) и 12 газовых — Герион (185 млрд м<sup>3</sup>), Горгона (232), Гудвин (79), Западное Сансет (280), Ортрус (185), Персей (250), Санрайз (74), Сансет (479), Северное Ранкин (120), Скотт Риф (613), Урания (70) и Янш (566 млрд м<sup>3</sup>). Они совокупно содержат 282 млн т нефти и 3133 млрд м<sup>3</sup> газа, т.е. более 63 % совокупных вышеупомянутых глубоководных запасов нефти и почти 76 % глубоководных запасов газа [5].

Осадочной толще континентального склона Северной Америки присуща нефтегазоносность в Атлантике, Северном Ледовитом и Тихом океанах, в экономических зонах Канады в море Бофорта, Дэвисовом проливе и южнее Ньюфаундленда, Мексики в Мексиканском заливе и США в Мексиканском заливе и побережье Калифорнии, где разведано 322 глубоководных (200—3052 м) месторождения. Они характеризуются наличием совокупных начальных извлекаемых запасов не менее 5070 млн т нефти и 2535 млрд м<sup>3</sup> природного газа на глубине 879—10 692 м в песках и песчаниках триаса, юры, мела, третичных и плейстоцена пяти осадочных бассейнов — Галф-Коста, Жанны д'Арк, Лабрадороморского, Лос-Анджелесского и Свердрупского. Скважины, пробуренные в упомянутых песках и песчаниках, фонтанировали индивидуально по 212 тыс.—7800 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа и 286—7950 м<sup>3</sup>/сут нефти. Имеются 17 гигантских глубоководных (250—2954 м) месторождений, в том числе два газовых, семь газонефтяных и восемь нефтяных. Газовые — это Уайтфиш (141 млрд м<sup>3</sup>) и Уайтфиш-2 (85 млрд м<sup>3</sup>), газонефтяные — Атлантис (91,5 млн т НЭ), Каскида (475), Луций (68,5), Марс (94), Мэд Дог (68,5), Пони (68,5), Юджин Айленд-330 (160 млн т НЭ), нефтяные — Аварийное Дипуотер Хорайзн (550 млн т), Джек (68,5), Нотти Хэд (68,5), Тайбер (475), Тандер Хорс Северное (68,5), Тандер Хорс Южное (135), Трайидент (110) и Шенандоа (2055 млн т). Все вместе они содержат 226 млрд м<sup>3</sup> природного газа, 1026 млн т нефти и газа в виде НЭ и 3530,5 млн т нефти, что соответствует около 9 % упомянутых запасов газа и почти 70 % запасов нефти [7].

Кроме того, в осадочной толще Мексиканского залива на глубине 6100—10 692 м открыто 55 месторождений нефти и природного газа. При этом, газовых месторождений — три (Мергансер, Рэд Хок, Бушвуд). На глубине от 6487 до 7716 м они содержат 25,5 млрд м<sup>3</sup> природного газа. Остальные месторождения — это 19 газонефтяных и 33 нефтяных. Газонефтяными являются Блайнд Фейт, Блэкбёрд Уэст, Дэвилз Айленд, Дэйви Джонс, Каскида, Луций, Льяно, Макарони, Марс, Миссисипи Каньон-941, Мэд Дог, Мэнса, Рэдрокк, Таити, Тандер Хорс Норт, Тандер Хорс Саут, Телемарк, Чэмплэйн и Юджин Айленд-330. На глубине от 6100 до 10 064 м они содержат запасы газа и нефти в виде 1376,5 млн т НЭ. Нефтяные месторождения — это Аварийное Дипуотер Хорайзн, Бакскин, Биг Фут, Бэй Маршан-Тимбалье Бэй-Кайу Айленд, Вито, Ганфлинт, Гейдельберг, Джек, Джулия, Дрожки, Дэс Бамп, К-2 Норт, Каскад, Кодяк, Мираж, Мишн, Нотти Хэд, Озона Дип, Ойгер, Пони, Пэтфайндер, Сен Мало/Дэйна Пойнт, Сизар, Стоунс, Тайбер, Тонга Уэст, Трайидент, Фрисиэн, Фудзи, Чингиз Хан, Чинук, Шенандоа и Шеньцзы, содержащие на глубине от 6100 до 10 692 м совокупные начальные извлекаемые 4087,5 млн т нефти (табл. 1).

Примечательно, что на глубине от 7716 до 10 692 м здесь нет ни одного газового месторождения, что на глубине от 10 428 до 10 692 м залегают 1093,5 млн т нефти в трёх её месторождениях — Нотти Хэд (10 428 м, 68,5 млн т), Аварийном Дипуотер Хорайзн (10 500 м, 550 млн т), Тайбер (10 692 м, 475 млн т) и что это не



Таблица 1. Сверхглубокие газовые и нефтяные месторождения Мексиканского залива, США

Месторождение	Глубина, м	Запасы, млн т
Луций (газонефтяное)	6100	68,5
Ойгер (нефтяное)	6100	29,5
Марс (газонефтяное)	6100—3050	94
Бэй Маршан-Тимбалье Бэй-Кайю Айленд (нефтяное)	6100—305	460
Миссисипи Каньон-941 (газонефтяное)	6113	—
Трайдект (нефтяное)	6253	109,5
Дрожки (нефтяное)	6463	24
Фудзи (нефтяное)	6466	11,5
Мергансер (газовое)	6487	11,5
Мираж (нефтяное)	6632	17
Мэд Дог (газонефтяное)	6832	68,5
Рэд Хок (газовое)	7042	14
Рэдрокк (газонефтяное)	7126	13
Телемарк (газонефтяное)	7320—6100	—
Блайнд Фейт (газонефтяное)	7412	14
Макарони (газонефтяное)	7478	10,5
Дэвилз Айленд (газонефтяное)	7480	—
Мишин (нефтяное)	7625	7,5
Юджин Айленд-330 (газонефтяное)	7625—1281	160
Чэмплейн (газонефтяное)	7625—5764	12,5
Биг Фут (нефтяное)	7664	—
Бушвуд (газовое)	7716	—
Тонга Уэст (нефтяное)	7832,5	27,5
Чингиз Хан (нефтяное)	8003	—
Озона Дип (нефтяное)	8037	17
Каскад (нефтяное)	8082—7732	—
К-2 Норт (нефтяное)	8144	14
Тандер Хорс Норт (газонефтяное)	8235—6640	68,5
Мэнса (газонефтяное)	8320	28,5
Шеньцзы (нефтяное)	8320	55
Чинук (нефтяное)	8433	—
Пэтфайндер (нефтяное)	8540	—
Таити (газонефтяное)	8540—7015	70
Дэйви Джонс (газонефтяное)	8620	45
Тандер Хорс Саут (газонефтяное)	8672—6634	130
Гейдельберг (нефтяное)	8692,5	14
Стоунс (нефтяное)	8711	—
Джек (нефтяное)	8845	68,5
Дэс Бамп (нефтяное)	8862 (ВНК)	—
Сен-Мало/Дэйна Пойнт (нефтяное)	8862 (ВНК)	—
Ганфлинт (нефтяное)	8930	—
Бакскин (нефтяное)	8968	—
Фрисизэн (нефтяное)	8971	—
Сизар (нефтяное)	9065	27,5
Шенандоа (нефтяное)	9150	685—2055
Джулия (нефтяное)	9500	—
Кодяк (нефтяное)	9501	—
Вито (нефтяное)	9760	—
Пони (нефтяное)	9897	68,5
Каскида (газонефтяное)	9912,5	475
Блэкбёрд Уэст (газонефтяное)	10 064	85
Нотти Хэд (нефтяное)	10 428	68,5
Аварийное Дипуотер Хорайзн (нефтяное)	10 500	550
Тайбер (нефтяное)	10 692	475

Всего: 55 месторождений с запасами 5489,5 млн т НЭ (4087,5 млн т нефти нефтяных месторождений, 25,5 млн т природного газа газовых месторождений и 1376,5 млн т нефти и газа газонефтяных месторождений).

Примечание: прочерк в таблице — нет данных. ВНК — водонефтяной контакт.

свидетельствует о происхождении нефти из ископаемой органики, тонко рассеянной в аргиллитах, глинах и глинистых сланцах [7].

Континентальному склону Южной Америки в Атлантике и Тихом океане промышленная нефтегазоносность присуща в экономических зонах Бразилии, Венесуэлы и Перу, где имеются 89 глубоководных (200—2673 м) месторождений, характеризующихся совокупными начальными извлекаемыми запасами 1116 млрд м<sup>3</sup> природного газа и 12 467 млн т нефти. Они залегают на глубине 1027—6778 м в меловых известняках и третичных турбидитных песках и песчаниках, откуда скважины фонтанируют индивидуально по 53 тыс.—3 млн м<sup>3</sup>/сут газа и 318—7950 т/сут нефти плотностью 825—986 кг/м<sup>3</sup> в осадочных бассейнах Жекитиньонья, Камаму/Алмада, Кампуш, Матурин (Восточновенесуэльский), Пиура, Сантуш, Сержип-Алагуаш и Эшпириту Санту [6].

Здесь гигантских месторождений открыто 26, в том числе четыре глубоководных (200—1403 м) газовых, 11 глубоководных (214—2483 м) газонефтяных и 11 глубоководных (200—2142 м) нефтяных. Газовые гиганты — это Дракон (87 млрд м<sup>3</sup>), Мехильанью (224), Мехильонес (85) и Патао (87 млрд м<sup>3</sup>), газонефтяные — Бем-Те-Ви (237 млн т нефти и 106 млрд м<sup>3</sup> газа), Голфинью (110 млн т нефти и 10 млрд м<sup>3</sup> газа), Гуара (175—318 млн т нефти и 106 млрд м<sup>3</sup> газа), Иара (418—557 млн т нефти и 106 млрд м<sup>3</sup> газа), Кариока/Шугер Лоуф (5247 млн т нефти и 60 млрд м<sup>3</sup> газа), Пиракука (35,3 млн т нефти и 40 млрд м<sup>3</sup> газа), Ронкадур (475 млн т нефти и 24,5 млрд м<sup>3</sup> газа), Херелет (123 млн т НЭ), Эшпадарт (80 млн т нефти и 11 млрд м<sup>3</sup> газа) и Юпитер (676—1081 млн т нефти и 106 млрд м<sup>3</sup> газа), нефтяные — Албакура (223 млн т), Албакура Восточная (111), Барракуда (175), Дзубарт (75), Кашалот (76), Марлим (398), Марлим Южное (205), Огум (1370), Папа Терра (60), Перегрину (82) и Тупи (685—1096 млн т). Совокупно 26 этих гигантов содержат начальные извлекаемые запасы 1103 млрд м<sup>3</sup> газа и 10 911,3 млн т нефти, что составляет почти 99 % запасов газа и более 87,5 % запасов нефти, разведанных в 89 их глубоководных месторождениях [6].

На континентальном склоне Африки в Атлантике, Индийском океане и Средиземном море открыты и осваиваются 200 глубоководных (205—2479 м) газовых, газонефтяных и нефтяных месторождений Анголы, Ганы, Египта, Камеруна, Конго (Браззавиль), Конго (Киншаса), Кот д'Ивуар, Ливии, Мавритании, Мозамбика, Намибии, Нигерии, Сан-Томе и Принсипе, Сьерра-Леоне, Туниса и Экваториальной Гвинеи. Совокупные начальные извлекаемые запасы этих месторождений исчисляются 3973 млн т нефти и 1034,5 млрд природного газа на глубине 1028—6118 м в турбидитных песках и песчаниках плейстоцена, неогена, палеогена и мела, откуда скважины фонтанируют с начальными индивидуальными дебитами по 34 тыс.—2,56 млн м<sup>3</sup>/сут газа, 22—777 м<sup>3</sup>/сут конденсата и 185—5565 м<sup>3</sup>/сут нефти [8]. Гигантские глубоководные (200—2250 м) месторождения выявлены пока только в атлантическом побережье Западной и Юго-западной Африки. Этих месторождений есть 26, в том числе два газовых, три газонефтяных и 21 нефтяное. Газовые глубоководные (1000—2250 м) — это Кунене (396,5 млрд м<sup>3</sup>) и Фламан (170 млрд м<sup>3</sup>), газонефтяные глубоководные (305—1390 м) — Акпо (10 млрд м<sup>3</sup> газа и 74 млн т нефти с конденсатом), Банда (34 млрд м<sup>3</sup> газа и 47 млн т нефти) и Доро (240,5 млрд м<sup>3</sup> газа и 4,5 млн т нефти). Гигантскими глубоководными (200—1500 м) нефтяными месторождениями являются Агбами (140 млн т), Белиз (68,5), Бенгази-море (60), Бенгела (140), Бонга (140), Далия (200), 2-4-Д (68,5), 2-14-Д (140),

Джубили (286), Диканза (68,5), Жирашшул (556), Кизомба (140), Кишшандзе (140), Кюйту (96), Ландана (70), Мохо Марин (85), Нкосса (80), Усан (68,5), Эра (140), Юго-западное Бонга (140) и Юнгу (103 млн т). Суммарные начальные извлекаемые запасы этих 26 месторождений равны 841 млрд м<sup>3</sup> газа и 2955,5 млн т нефти с конденсатом, что представляет 81,3 % запасов газа и 74,3 % запасов нефти с конденсатом, разведанных на континентальном склоне Африки в осадочных бассейнах Ассауэйра, Бенин, Кванза, Нигерском, Нижнеконголезском, Нильском, Огуэ, Оранжевом, Пелагическом, Сиртском, Рио-Муни и Ровума [8].

Крупнейшими на мировом континентальном склоне нефтяными месторождениями являются бразильское Кариока/Шугер Лоуф (глубина моря 2140 м, 5680 млн т), американское Шенандоа (гл. м. 1754 м, 2055 млн т) и бразильские Огум (гл. м. 2224 м, 1370 млн т), Юпитер (гл. м. 2187 м, 1105 млн т) и Тупи (глубина моря 2115—2231 м, 1096 млн т) [6, 7].

Самые крупные здесь газовые месторождения — это австралийские Скотт Риф (гл. м. от < 200 до > 200 м, 613 млрд м<sup>3</sup>) и Янш (гл. м. 1329—1351 м, 566 млрд м<sup>3</sup>), крупнейшее газоконденсатное — российское Штокмановское (гл. м. 320—340 м, 3823 млрд м<sup>3</sup> газа и 59 млн т конденсата), крупнейшее газонефтеконденсатное — азербайджанское Шах Дениз (гл. м. от < 100 до 600 м, 1300 млрд м<sup>3</sup> газа, 175 млн т нефти и 120 млн т конденсата), крупнейшее газонефтяное — норвежское Трулль (гл. м. 305 м, 1300 млрд м<sup>3</sup> газа и 236 млн т нефти), а крупнейшее метаногидратное — американское Аутер Блэйк Ридж (глубина моря 1000—5000 м, 56 100 млрд м<sup>3</sup> метана в виде «горючего льда» и «подлёдного» метана), разбуренное скважинами и подготовленное к промышленной разработке в Атлантике южнее мыса Гаттерас [1—8].

Главными коллекторами нефти и газа в этих и других глубоководных (200—3050 м) месторождениях являются турбидитные пески и песчаники кайнозоя и мезозоя, а также известняки альба и апта. Последние имеют пористость 10—20 % и проницаемость 0,05—0,5 пм<sup>2</sup>, нижнеальбские неритовые карбонаты — 17—33 и 0,0001—2,0, турбидитные пески и песчаники сеномана-турона — 25 и 1,700, сантона-маастрихта — 19—29 и 0,185—0,300, эоцена — 26 и 0,180—1,000, олигоцен — 28 и 0,280—5,375, миоцена — 28 и 1,450—1,750, а плейстоценовые и плиоценовые турбидитные пески характеризуются пористостью 28—32 % и проницаемостью от 0,4 до 3,0 пм<sup>2</sup> (0,4—3,0 дарси) [1—8].

И с увеличением глубины залегания этих пород их коллекторские свойства не ухудшаются и не исчезают. Так, например, в глубоководье Мексиканского залива, США плиоценовые пески нефтяного месторождения Конститушн на глубине 3660—4575 м имеют пористость 28 % и проницаемость более 0,82 пм<sup>2</sup>, миоценовые пески нефтяного месторождения Ойгер на глубине 6100 м — 26 и 0,35, миоценовые и плиоценовые пески нефтяного месторождения Марс на глубине 6100 м — более 30 % и более 1 пм<sup>2</sup>, палеоцен/эоценовые пески месторождения Дэйви Джонс — пористость 20 % и высокую проницаемость на глубине от 8326,5 до 8581 м, а этого же возраста турбидитные нефтяные пески месторождения Шенандоа на глубине 9150 м характеризуются гораздо более высокими ёмкостными свойствами, чем до 2009 г. было известно для всей кайнозойской осадочной толщи здешнего глубоководья и ультраглубоководья с пластовыми давлениями до и более 122 МПа и пластовыми температурами до и более 135—150 °С на глубине от 6344 до 8672 м [7].

Дебиты глубоководных (200—3050 м) газовых и нефтяных скважин здесь нигде не уменьшаются с глубиной. Они измерялись по (390—700) тыс. м<sup>3</sup>/сут газа



в 20 месторождениях на глубине от 4575 до 4880 м, по 912—2265 тыс. м<sup>3</sup>/сут на глубине 4880—5185 м и по 1270—2832 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа с глубины более 5185 м в 13 месторождениях. Скважина глубиной 7042 м в месторождении Рэд Хок фонтанировала 1699 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа из турбидитных песков неогена, а из тех же песков в месторождении Мэнса — 2832 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа с глубины 8320 м. Это же, в общем, относится и к начальным дебитам нефтяных скважин. Так, в месторождениях Ойгер и Марс скважины фонтанировали по 2050 и 2400 т/сут с глубины 6100 м, в месторождении Таити — по 3975 и 4770 т/сут с глубин 7015—8540 м, а в месторождениях Тандер Хорс Норт и Тандер Хорс Саут — до 6000—6400 и даже 7950 т/сут с глубины от 6634 до 8672 м в каждой из 27 скважин [7].

На самых больших (8003—8845 м) в мире глубинах разрабатываются нефтяные и нефтегазовые месторождения только в глубоководье Мексиканского залива, США. Это — нефтяное месторождение Чингиз Хан (8003 м), К-2 Норт (8144), Льяно (8159), Тандер Хорс Норт (8235), Мэнса и Шеньцзы (оба на 8320), Таити (8540), Тандер Хорс Саут (8672) и Джек (8845 м). Последнее даёт 1910 м<sup>3</sup>/сут нефти, Мэнса — 2832 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа, Таити — 1982 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа и 19 875 м<sup>3</sup>/сут нефти, а Шеньцзы — 15 900 м<sup>3</sup>/сут нефти. 14 остальных месторождений, открытых на глубине от 8930 до 10 692 м (табл. 1), ожидают финансирования их разведки, технологического обустройства и разработки. Среди них находятся нефтяные месторождения Шенандоа (глубина 9150 м, запасы 2055 млн т), Пони (9897 м, 68,5), Нотти Хэд (10 428 м, 68,5), Аварийное Дипуотер Хорайзн (10 500 м, 550) и Тайбер (глубина 10 692 м, запасы 475 млн т) [7].

Гигантское нефтегазонакопление на мировом континентальном склоне замечательно ассоциируется с современными и погребёнными каньонами. Например, на карте континентальной окраины Южной Бразилии мористее мыса Сан-Томе [6], т.е. между 33° и 42° з.д., 21° и 33° ю.ш., на участке длиной 695 км с запада на восток и шириной 560 км с севера на юг, видны на дне океана восемь гигантских извилистых каньонов и около сотни мелких. Самые крупные — это каньоны Вима, Кабу Фриу, Картока, Колумбия, Маше, Сан-Паулу, Сантуш и Рио-де-Жанейро длиной по 600—650 км, шириной каждого от 5—10 до 18—37 км. Их истоки находятся на шельфе, имеют вид небольших врезов, промоин и каналов, мористее сливающихся друг с другом и дающих в результате этого восемь упомянутых гигантских, которые простираются с запада на восток, пересекают последовательно все изобаты от 200 до 3000—4500 м, оканчиваются на абиссальной равнине Атлантики и распространены на промышленно нефтегазонасыщенной площади бассейнов Жеки-тиньонья, Камаму/Алмада, Кампуш, Кумурухатиба, Сантуш, Сержип/Алагуаш и Эшпириту Санту [6].

В прибрежье Рио-Муни (материковый анклав Экваториальной Гвинеи между Габоном и Камеруном) разведаны четыре каньона неогенового возраста — Азурита, Алба, Изонгу и Эдоп/Зафиру, заполненные турбидитными песками и песчаниками и простирающиеся с шельфа на континентальный склон, т.е. с севера на юг. Азурита и Изонгу имеют длину по 90–100 км и ширину по 10—35 км, Алба — 100 и 5—30 км, соответственно, Эдоп/Зафиру — 75 и 30 км (на континентальном склоне — 5,5 км). В каньоне Изонгу разрабатываются семь нефтяных месторождений — Алба (138 млн т нефти), Джейд, Зафиру, Опалу, Руби, Серпентина и Топасиу. Шесть последних сейчас рассматриваются уже как одно гигантское (165 млн т нефти) месторождение Зафиру, из 82 скважин дающее 47 700 м<sup>3</sup>/сут нефти. В Анголе

глубоководное (1300 м) Жиращшул (566 млн т нефти) имеет продуктивную толщу из олигоценых меандрирующих песков Малембу с наложенными друг на друга ископаемыми каньонами-промоинами на глубине от 2300 до 3403 м.

В средиземноморском побережье Египта погребённые каньоны, заполненные плейстоценовыми, неогеновыми и более древними турбидитными песками и песчаниками, также являются одним из главных объектов морской нефтегазоразведки. Именно здесь, в подводноморской части дельты Нила, открыты газовые месторождения Балтим, Сапфир, Серпент, Симиэн, Сиэнна, Скараб, Сэффрон, Ха'апи и др. Они находятся севернее, северо-западнее и северо-восточнее Александрии, содержат 1020 млрд м<sup>3</sup> газа и совокупно дают около 33 млн м<sup>3</sup>/сут газа [8].

Прибрежье США в Мексиканском заливе характеризуется ещё большей промышленной нефтегазоносностью каньонов как на шельфе, так и на континентальном склоне. Что касается последнего, в подводных каньонах Аламинос, Грин, Десото, Киттли и Миссисипском разведуются и осваиваются 75 месторождений нефти и газа, где 341 млрд м<sup>3</sup> газа, 964 млн т нефти плюс ещё 435 млн т нефти и газа в виде НЭ.

В каньоне Аламинос — четыре глубоководных (1416—1479 м) газовых месторождения (Гувер, Краков, Мэдисон, Южная Дайана), содержащих совместно 43,5 млрд м<sup>3</sup> газа. В каньоне Десото имеется глубоководное (2038 м) газовое месторождение Восточное Кингз Пик (3,35 млрд м<sup>3</sup> газа), каньоне Грин — 29 глубоководных (412—2165 м) месторождений, совместные начальные доказанные запасы которых равны 98 млрд м<sup>3</sup> газа, 138,5 млн т нефти плюс 226 млн т нефти и газа в виде НЭ. Газовых месторождений здесь 14. Это — глубоководные (536—1195 м) Ангус, Аспен, Глайдер, Гретхен, Грин Каньон-037, ГК-039, ГК-082, ГК-160, Грин Каньон-296, Кинг Конг, Мэйнити, Попай, Стеллария и Франт Раннер. Газонефтяных глубоководных (642—2165 м) месторождений есть пять — Атлантис, Брут, Гольдштайн, Мэд Дог и Тайфун, а нефтяных глубоководных (412—1310 м) — 10. Это — Аллегены, Бизон, Буллуинкл, Грэнд Каньон, Дженисис, Жолье, Марко Поло, Рокки, Тройка и Фудзи [7, 14].

В Киттли Каньон имеются три месторождения: два глубоководных (2110,5—2196 м) газонефтяных (Бакскин, Луций) и глубоководное (1260 м) нефтяное (Тайбер). Они открыты в 2009 г. и вместе содержат на глубине 6100—10 692 м начальные извлекаемые запасы 475 млн т нефти и 68,5 млрд м<sup>3</sup> газа с конденсатом [7, 14].

А в Миссисипском каньоне выявлены, разведуются и разрабатываются 38 глубоководных (260—2292 м) месторождений с их начальными совместными извлекаемыми запасами 127,5 млрд м<sup>3</sup> газа, 350,5 млн т нефти плюс 209,5 млн т нефти и газа в виде НЭ. Здесь имеются 15 газовых глубоководных (500—2105 м) месторождений (Аконкагуа, Гершель, Дэвилз Тауэр, Зиа, Кинг, Кэмдн Хиллз, Лео, Медуза, Миссисипи Каньон-443, Мокасин, Моргус, Нарцисс, Плутон, Принсес, Энсти-И), восемь глубоководных (260—1980 м) газонефтяных (Джемани, Европа, Западный Кингз Пик, Коньяк, Кросби/Флэтхэд, Марс, Помпано, Урса) и 15 глубоководных (310—2292 м) нефтяных (Ариэль, Венера, Гомес, Зинк, Кеплер, Куломб, Лена, Майка, Маттерхорн, Мираж, Мэнса, Тандер Хорс Северное, Тандер Хорс Южное, Фурье и Хорн Маунтин) [7, 14].

Ископаемые палеоэрозионные и другие врезы, промоины и каньоны выявлены на мировом континентальном склоне и в других местах. Так, в Баренцевом море нет третичных отложений, и в рельефе его дна заметны чёткие и частые реликты

речного дренажа, существовавшего в течение третичного и четвертичного времени и свидетельствующего, что тогда здесь была суша. В многоэтажной осадочной толще ископаемых каньонов-промоин, конусов и фестонов выноса осадков бассейна Кришна Годавари, что в Бенгальском заливе, нефтегазоносные породы — это преимущественно эоценовые пески и песчаники турбидитного генезиса, карбонаты и песчаники такого же и оползневого характера в эоцен-миоценовой зоне ископаемых промоин, эоценовые карбонатные постройки и оползни, эоцен-олигоценовые песчаники заполнения каньонов-промоин, а также миоценовые, плиоценовые и современнные песчаные заполнения ископаемых промоин-каньонов с активными нынешними выходами природного газа на дне залива и разведанными запасами более 765 млрд м<sup>3</sup> газа. На континентальном же склоне, в канадском атлантическом побережье глубиной от 300 до 4000 м, находится Новошотландский осадочный бассейн, где запасы оцениваются, в среднем, до 1161 млрд м<sup>3</sup> природного газа и 795 млн т конденсата в юрско-меловой осадочной толще, преимущественно в турбидитных песках и песчаниках Веррилл Каньон (оксфорд-кимеридж). Здесь геофизикой и бурением выявлены соледиапиры протыкания и подводные каньоны — Могиканский на северо-западе, а на северо-востоке — Веррилл, Дюсон и Логэн, которые пересекают бровку шельфа западнее о-ва Сейбл [1, 2, 7].

Гигантскому нефтегазонакоплению на мировом континентальном склоне присуща и связь с гигантскими современными и погребёнными подводными оползнями и рафтами. Например, в побережье Западной Африки выявлено несколько гравитационных рафтов, сложенных отложениями верхнего апта, альба, сеномана и турона, осложнённых разломами и имеющих вид надвинутых друг на друга блоков длиной у каждого по несколько десятков километров вкострания осадочной толщи. Такие подводные оползни продуцировали появление олистостром в разрезах сенона, палеогена и до среднего миоцена. Одна из олистостром бассейна Рио-Муни вскрыта в глубоководном (671 м) нефтяном месторождении Сейба скважиной, фонтанировавшей 1700—2740 м<sup>3</sup>/сут нефти из плиоцен/миоценовых турбидитных песчаников и песков Ква Ибоэ [8].

К оползням/рафтам приурочены ангольское месторождение Земба и конголезское Нкосса. Первое из них в 2001 г. открыто в Атлантике глубиной 1159 м скважиной, вскрывшей две нефтяные залежи в верхнемеловых и третичных турбидитных песчаниках бассейна Кванза и фонтанировавшей 483 м<sup>3</sup>/сут нефти из них с глубины 3751,5 м. Глубоководное (150-300 м) нефтяное месторождение Нкосса в побережье Конго (Браззавиль) содержит 80 млн т нефти на глубине около 3000 м в третичных песках и песчаниках Нижнеконголезского бассейна и в 1998 г. давало 19 079 м<sup>3</sup>/сут нефти. Эти оползни/рафты — меловые, и от других оползней/рафтов они отделяются участками длиной по 10—15 км с антиклиналями, сложенными третичными отложениями, залегающими непосредственно на поверхности регионального стратиграфического и углового несогласия [8].

Современными являются гравитационные оползни Кэйп Лукаут, Кэйп Фир, Сторегга, Трьонадьопет и Эбимали-Карритак, разведанные на континентальных склонах Европы и Северной Америки в Атлантике и естественно связанные с современными гигантским нефтегазонакоплением, например, в Урман Ланге и Аутер Блэйк Ридж.

Норвежское гигантское (396,5 млрд м<sup>3</sup> природного газа и 29 млн т конденсата) месторождение Урман Ланге открыто и разрабатывается в Норвежском море, в

пределах доисторического (возраст 8200 лет) и самого крупного в мире подводного наклонённого на запад оползня Сторега площадью 90 тыс. км<sup>2</sup>, равной одной трети площади Норвегии. Газодобыча здесь ведётся 200—300 м вниз по склону от верхнего края оползня Сторега, 120 км западнее Кристиансунда. Природный газ с конденсатом залегает в юрских турбидитных песках и песчаниках пористостью 28 %, проницаемостью 6,25—35 пм<sup>2</sup> (6,25—35 дарси!) и пластовым давлением 28,5 МПа на глубине 2700 м, откуда каждая эксплуатационная скважина фонтанирует по 8,5 млн и даже 12,7 млн м<sup>3</sup>/сут газа. Глубина моря в Урман Ланге равна 800—1100 м, что создает давление более 8—11 МПа на морское дно, где температура воды от —1 до —2°С. Таким образом, вся верхняя часть осадочного разреза является зоной газогидратообразования (ЗГО), т.е. с «горючим льдом», а разрабатываемые 396,5 млрд м<sup>3</sup> — «подлёдным» (подгидратным) природным газом [12]. Возраст оползня Сторега 8200 лет, и, следовательно, возраст месторождения Урман Ланге менее 8200 лет.

Аутер Блэйк Ридж — ЗГО, выявленная в Атлантике глубиной 1000—5000 м южнее мыса Гаттерас, в прибрежье штатов Вирджиния, Джорджия, Северная и Южная Каролина, США. Это тело «горючего льда» в голоцен/миоценовых песках, песчаниках, аргиллитах и глинах осложнено Норфолкским подводным каньоном и гигантскими подводными оползнями Кэйп Лукаут, Кэйп Фир и Эбимали-Карритак шириной по 25—80 км и длиной по 170—180 км, прорвано насквозь 23 соле- и глинодиапирами, образующими «отверстие дыры» через «горючий лёд» в полосе, простирающейся на 44 км при ширине 11—18 км в юг-юго-западном направлении от траверза м. Лукаут до траверза Чарльстона, и рассечено густой сетью вертикальных сбросов, по которым «подлёдный» метан ещё и сейчас активно мигрирует вертикально вверх сквозь его «покрышку» — рыхлый «горючий лёд», как через «решето». ЗГО Аутер Блэйк Ридж имеет 56,1 трлн м<sup>3</sup> метана, в том числе 36,8 трлн м<sup>3</sup> метана в его газогидратном виде, 19,3 трлн м<sup>3</sup> подлёдного метана [12, 15] и возраст менее 16—18 тыс. лет.

Гигантское нефтегазонакопление на мировом континентальном склоне характеризуется и замечательной ванадиево-никелевой специализацией природных нефтей и газоконденсатов: у них есть геохимически тождественное V/Ni от 0,1 до 1,0, а это — достоверная улика генетического родства, т.е. их происхождения только из одного и того же, общего источника [13].

Нефть глубоководного (<200—300 м) южнокаспийского нефтяного гигантского (250 млн т) месторождения Азери характеризуется V/Ni = 0,6 (табл. 2), а V/Ni её фракций, кипящих при 342 °С; 369 и 509 °С, — значениями 0,3; 0,2 и 0,1, соответственно. В нефти гигантского (140 млн т) глубоководного (1100 м) месторождения Бонга (Нигерия) V/Ni = 0,1, а во фракции её из интервала 538—815 °С — также V/Ni = 0,1. В ангольском гигантском (160 млн т) нефтяном глубоководном (1012 м) месторождении Кишшандзе нефть имеет V/Ni = 0,4 при 15 °С и V/Ni = 0,4 в её фракции, кипящей при 538 °С. У нефти британского глубоководного (<200—>200 м) гигантского (635 млн т) нефтяного месторождения Клэйр, находящегося в Атлантике западнее о-ва Шетланд, V/Ni = 0,309. Остаток её перегонки при атмосферном давлении и 344 °С характеризуется V/Ni = 0,310, а её вакуумного остатка (565 °С) V/Ni = 0,311. При 15 °С у нефти норвежского глубоководного (400 м) гигантского (65,75 млн т нефти и 15 млрд м<sup>3</sup> газа) месторождения Нурне V/Ni = 0,33, у её фракции, кипящей при 375 °С, V/Ni = 0,32, а из интервала температур 525 °С

и выше —  $V/Ni = 0,30$ . В Норвежском же море разрабатывается норвежское глубоководное (330 м) газонефтяное (28 млн т нефти и 10 млрд  $m^3$  газа) месторождение Ньорд. Его нефть при  $15^\circ C$  имеет  $V/Ni = 0,5$ , фракция, кипящая при  $375^\circ C$ , — 0,2, фракция же, кипящая при  $525^\circ C$ , — 0,16.

Норвежское гигантское (107 млрд  $m^3$  газа и 18 млн т конденсата) месторождение Снохвит, открытое в Баренцевом море глубиной 300—350 м, все запасы имеет в турбидитных и флювиальных песчаниках средней и нижней юры. Снохвитский конденсат отличается плотностью  $738 \text{ кг}/m^3$  при  $15^\circ C$  и присутствием 0,019 мас. % серы, 4 г/т азота, 0,1 г/т ванадия, 0,1 г/т никеля ( $V/Ni = 1,0$ ), 0,2 г/т натрия, 1 мкг ртути, < 5 мг/л хлорида натрия и групповым углеводородным составом. В нём 21 мас. % — это парафины (бутан — 1,48 мас. %, пентан — 7,09, гексан — 4,46, гептан — 3,37, октан — 2,69, нонан — 1,92, изобутан — 0,09 и изопентан — 6,04 мас. %), 0,60 — циклопентан, 5,41 —  $C_6$ -изопарафины, 5,09 —  $C_6$ -нафтены, 2,10 — бензол, 3,35 —  $C_7$ -изопарафины, 6,71 —  $C_7$ -нафтены, 3,2 — толуол, 3,94 —  $C_8$ -изопарафины, 3,31 —  $C_8$ -нафтены, 3,11 —  $C_8$ -арены, 1,55 —  $C_9$ -изопарафины, 1,16 —  $C_9$ -нафтены и 32,94 мас. % —  $C_{10}$ -компоненты и выше. А в норвежском сверхгигантском (236 млн т нефти и 1300 млрд  $m^3$  газа) глубоководном (305 м) месторождении Северного моря Трулль нефть имеет плотность  $858 \text{ кг}/m^3$  при  $15^\circ C$ , 0,180 мас. % общей серы, 5,7 мас. % парафина, 28 г/т Na,  $V/Ni = 1,0$ , фракции, кипящей при  $375^\circ C$ ,  $V/Ni = 0,81$  и во фракции, кипящей при  $525^\circ C$ ,  $V/Ni = 0,85$  [13]. Кстати, ртуть присутствует не только в конденсате Снохвит: около 1 мкг/т ртути содержится в конденсате гигантского североморского месторождения Слейпнер, дающего 36 млн  $m^3$ /сут газа и 14 тыс.  $m^3$ /сут конденсата, а также в конденсате из месторождения Асгард (Норвежское море), где концентрация ртути достигает 31 мкг/т.

Таблица 2. Ванадий/никелевая специализация природных нефтей и газоконденсатов из их месторождений на континентальном склоне Азии, Африки и Европы

№ п/п	Месторождение и его местонахождение	Возраст нефтеносной толщи	V/Ni	Содержание, г/т	
				V	Ni
1	Азери, Каспийское море, Азербайджан	$N_2$	0,6	2,00	3,00
2	Батюк, Атлантика, Ангола	$N_1$	0,2	1,60	7,00
3	Бонга, Гвинейский залив, Нигерия	$K/P_3/N_1$	0,1	0,30	3,00
4	Диканза, Атлантика, Ангола		0,4	5,70	16,10
5	Зикомба » »		0,4	5,00	12,00
6	Кишшандзе » »		0,4	5,70	16,10
7	Монду » »	$P_3/N_1$	0,3	26,90	99,80
8	Сахи » »		0,2	1,60	7,00
9	Шокальо » »		0,9	17,00	19,00
10	Юнгу » »		0,9	17,00	19,00
11	Квитебьорн, Северное море, Норвегия		1,0	0,60	0,60
12	Трулль » »	J	1,0	0,60	0,60
13	Фрам » »		1,0	0,60	0,60
14	Нурне, Норвежское море, Норвегия	$J_1$	0,3	3,44	11,10
15	Ньорд » »	J	0,2	0,2	0,9
16	Снохвит, Баренцево море, Норвегия	$J_2/J_1$	1,0	0,10	0,10
17	Клэйр, Фарерско-Западношотландский пролив, Соединённое Королевство	$MZ/PZ/PC$	0,3	3,44	11,10



Данные природные нефти и газоконденсаты добываются из плиоцена Южно-каспийской впадины (месторождение Азери), из миоцена, олигоцена и мела дельты Нигера и Нижнеконголезского бассейна (Батюк, Бонга, Диканза, Зикомба, Кишшандзе, Монду, Сахи, Шокалью, Юнгу), из юры таких осадочных бассейнов, как Баренцевоморский, Воринг, Гаммерфест, Североморский, Хельгеланд (месторождения Квитеборн, Нурне, Ньорд, Снохвит, Трулль, Фрам), из мезозоя и палеозой/докембрия Западношотландского (Поркьюпайнского) бассейна (месторождение Клэйр). Эти осадочные бассейны имеют неодинаковые истории седиментации, накопления ископаемого органического вещества, диастрофизма и отдалены друг от друга на сотни и тысячи километров, так что одним-единственным, общим источником их нефтей и газоконденсатов является не нефтегазоматеринская свита, а мантия Земли. Её глобальная дегазация снабжала и снабжает геофлюидами атмосферу, гидросферу и литосферу, участвуя в образовании и слоя «горючего льда» (метаногидрат, газогидрат), и «подлёдного метана» (подгидратный природный газ) разной толщины (до 1000 м и более) в плейстоцен/современных донных осадках на 93—95 % площади Мирового океана всего 0,4—2,2 м ниже его дна, где суммарные мировые запасы «горючего льда» измеряются, согласно Геологической Службе США [17], 113 сотнями квадриллионов кубометров метана или, иначе говоря, 8,5 квадриллионами тонн метанового углерода. Запасы же некарбонатного углерода в морской биоте определяются 3 млрд т, атмосфере — 3,6, детритном органическом веществе (ОВ) — 60, торфе — 500, биоте суши — 830, почве — 1400, извлекаемых и неизвлекаемых ископаемых топливах (нефть, природный газ, уголь) — 5000 млрд т, а также растворённого в воде ОВ — 980, т.е. совокупно — 8,8 трлн т, согласно также Геологической Службе США [16]. Таким образом, запас углерода мирового метаногидратного слоя превосходит запасы некарбонатного углерода нефти, природного газа, торфа и угля в 1540 раз, почвы — в 6050 раз, ОВ, растворённого в воде, — в 8640 раз, биоты суши — в 10 210 раз, детритного ОВ — в 141 250 раз, атмосферы — в 2 350 000 раз, морской биоты — в 2 825 000 раз, а совокупные запасы всех этих видов некарбонатного углерода — в 965 раз и имеет, следовательно, небиотическую мантийную природу.

Около 2 % мировых запасов «горючего льда» — это ресурс материковых и островных вечномерзлотных областей, и за его вычетом суммарные мировые запасы субмаринных метаногидратов равны  $111 \times 10^{17}$  м<sup>3</sup> метана. Под «горючим льдом» залегает свободный «подлёдный метан». Его суммарные мировые субмаринные ресурсы, исходя из данных Аутер Блэйк Ридж, где на долю подлёдного метана приходится 34,4 % запасов, равны  $39 \times 10^{17}$  м<sup>3</sup>, что вместе с запасами субмаринного «горючего льда» составляет  $150 \times 10^{17}$  м<sup>3</sup> метана [12, 15].

Согласно А.А. Трофимуку, Н.В. Черскому и В.П. Царёву [11], субмаринный газогидрат занимает 2,6 млн км<sup>2</sup> на мировом континентальном шельфе, 76,5 млн км<sup>2</sup> на мировом материковом склоне и подножье, 257 млн км<sup>2</sup> на ложе Мирового океана и в целом — 336,1 млн км<sup>2</sup>.

Удельная плотность запасов субмаринного «горючего льда» и подлёдного метана измеряется  $446 \times 10^8$  м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> (т.е.  $150 \times 10^{17}$  м<sup>3</sup>:  $336,1 \times 10^6$  км<sup>2</sup>), площадь мирового континентального склона — около 75 млн км<sup>2</sup>, а его суммарные запасы «горючего льда» и подлёдного метана —  $33,5 \times 10^{17}$  м<sup>3</sup> метана, в том числе  $22 \times 10^{17}$  м<sup>3</sup> метана в виде «горючего льда» и  $11,5 \times 10^{17}$  м<sup>3</sup> подлёдного свободно-го метана.

Невообразимо громадные запасы, распространение на 93—95 % площади Мирового океана, плейстоцен/современный возраст и *пресноводность* субмаринного «горючего льда» естественно никак не согласуются с представлениями о седиментационных фациях «нефтегазоматеринских свит», диагенезе и катагенезе/метаногенезе погребённого рассеянного ОВ, латеральной миграции природного газа, газосборных осадочных бассейнах и образовании всех месторождений газа и нефти на Земле в доплейстоценовое время. Данное скопление субмаринного метаногидрата образовано восходящей вертикальной миграцией небиотического газонефтеносного мантийного геофлюида не только по разломам, но и по всем трещинам и порам горных пород и донных осадков Мирового океана. Их превратил в газопроводящие-газоаккумулирующие и взаимно сообщающиеся ёмкости естественный гидроразрыв надкритическим геофлюидом в процессе дегазации мантии Земли не более 16—18 тыс. или 8200 лет назад. Ныне эта дегазация лучше всего наблюдается в современных субмаринных центрах — осях спрединга дна. Их длина около 55 тыс. км. На 1 % этой длины залегают осадочные породы и донные осадки толщиной не более 450 м. На остальных 99 % этой же длины в центральных рифтовых долинах, например, Срединноатлантического хребта (САХ) и Восточнотихоокеанского поднятия (ВТП) обнажены базальты, габбро, гарцбургиты, долериты, дуниты, перидотиты и серпентиниты, из которых фонтанируют со скоростью 0,1—0,2 и 1—2 м/с горячие (300—430 °С) газонефтерудоносные растворы солёностью от 2,1 до 62,5 %-экв. NaCl при противодействии свыше 20 МПа. Там глубина моря/океана равна 2000 м и более,  $\text{CH}_4/{}^3\text{He} = 2,6 \times 10^6$  в этих растворах,  $2,7 \times 10^6$  в базальтовых стёклах и  $2,1 \times 10^6$  в «стреляющих» изверженных горных породах САХ и ВТП. Кстати, на последнем ежегодно выделяются 1,3 млрд м<sup>3</sup> водорода и 160 млн м<sup>3</sup> метана вместе с мантийным (космическим) <sup>3</sup>He [16]. Аккумуляция «горючего льда», нефти и природного газа на мировом континентальном склоне, в общем, имеет небиогенную мантийную природу, возраст — менее 16—18 тыс. или менее 8200 лет и запасы, которых при мировом потреблении, например, 3 трлн м<sup>3</sup>/год природного газа, хватит более чем на 1 млн лет.

Континентальный склон Европы изучен геофизическими работами частично и в украинском секторе Чёрного моря: южнее Керчи и Феодосии выявлены перспективные на газ и нефть антиклинали — Балаклавская (МЗ, глубина моря 2000 м), Гурзуфская (МЗ, 2000), Дрейфовая (Р, 500), Палласа (К, 160—900), Тетяева Восточная (Р, 2000), Тетяева Западная (Р, 2000) и Тетяева (Р, глубина моря 2000 м). В северо-западной же украинской части Чёрного моря тоже выявлены на континентальном склоне нефтегазоперспективные структуры — Британская-1 (К<sub>1</sub>, 1000—2000 м) и Британская-2 (К<sub>1</sub>, 2000 м) [3]. Глубоководного (>200 м) нефтегазопроискового бурения нигде здесь ещё не было, но экспертами западных компаний прогнозируются нефтегазоперспективные объекты, ресурсы которых, по данным ГНК «Черноморнефтегаз», оцениваются 850 млн — 1 млрд т НЭ [1]. Что касается метаногидратов в украинской части Чёрного моря, они обнаружены в прогибе Сорокина, на Прикрымском участке и в других местах, залегая в приконтактных зонах деформации современных грязевых вулканов и голоценовых глинодиапиров протыкания. «Горючий лёд» наблюдается в образцах песчаника из его деформированных прослоев и в полостях крупных тектонических трещин. Северная граница ЗГО метанового состава трассируется вдоль изобат 700—750 м, ЗГО смеси углеводородных газов — вдоль изобат

300—350 м, а их извлекаемые запасы оцениваются 7,0—7,7 трлн м<sup>3</sup> метана на площади 60,6 тыс. км<sup>2</sup> [10].

НАК «Нефтегаз Украины» объявила конкурс на покупку двух плавучих буровых установок, способных бурить в море глубиной от 120 до 1000 м на Прикерченском, Скифском и Форосском участках, а также на глубоководной (450—850 м) площади Палласа, содержащей в недрах около 86 млрд м<sup>3</sup> газа и около 45 млн т нефти с газоконденсатом.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гожик П.Ф., Краюшкин В.А., Ключко В.П. др. Нефть и природный газ на континентальном склоне Европы // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2010. — № 1. — С. 5—39.
2. Гожик П.Ф., Краюшкин В.А., Ключко В.П. и др. Нефтяные и газовые месторождения на континентальном склоне материковой Азии // Там же. — № 3. — С. 5—19.
3. Гожик П.Ф., Чебаненко І.І., Краюшкін В.О. та інші. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Теоретичне та практичне обґрунтування пошуків нафти і газу в акваторіях України. — К.: ЕКМО, 2010. — 200 с.
4. Краюшкин В.А., Ключко В.П., Гусева Э.Е. и др. Нефть и природный газ на континентальном склоне Австралии // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2011. — № 1. — С. 73—82.
5. Краюшкин В.А., Ключко В.П., Гусева Э.Е. и др. Успехи нефтеразведки на континентальных склонах Австралии и Новой Зеландии // Там же. — 2012. — № 1. — С. 88—102.
6. Краюшкин В.А., Ключко В.П., Гусева Э.Е. и др. Нефтегазонакопление на континентальном склоне Южной Америки // Геол. журн. — 2012. — № 2. — С. 22—38.
7. Краюшкин В.А., Ключко В.П. Аккумуляция нефти и природного газа на континентальном склоне Северной Америки // Там же. — 2012. — № 4. — С. 22—43.
8. Краюшкин В.А., Ключко В.П., Черниченко Н.Н. и др. Успехи нефтегазового поиска на материковом склоне Африки // Там же. — 2013. — № 1. — С. 38—56.
9. Краюшкин В.А. Древнейшие геоблоки мирового взморья — щиты: их рельеф, молодой тектоно-магматизм, современная сейсмичность и нефтегазоносность // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2007. — № 3. — С. 15—50.
10. Корсаков О.Д., Ступан С.Н., Бяков Ю.А. Черноморские газогидраты — нетрадиционный вид углеводородного сырья // Геол. журн. — 1991. — № 5. — С. 67—75.
11. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царёв В.П. Ресурсы биогенного метана Мирового океана // Докл. АН СССР. — 1975. — 225, № 4. — С. 936—943.
12. Шнюков Е.Ф., Гожик П.Ф., Краюшкин В.А. и др. В трёх шагах от субмаринной добычи газогидратов // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2007. — № 1. — С. 32—51.
13. Шнюков Е.Ф., Гожик П.Ф., Краюшкин В.А. и др. О концентрациях ванадия и никеля в природных нефтях Азии, Африки, Европы, Северной и Южной Америки // Геол. журн. — 2006. — № 4. — С. 7—16.
14. Gulf of Mexico Deepwater Map // World Oil. — 2002. — 223, No. 3. — P. 43.
15. Kutcherov V.G., Krayushkin V.A. Deep-seated abiogenic origin of petroleum: From geological assessment to physical theory // Rev. Geophys. — 2010. — 48, No. 1. — 30 p. (doi.10.1029/2008RG000270).
16. Kvenvolden K. A primer on gas hydrates // The Future of Energy Gases. U.S. Geological Survey Professional Paper 1570. — Washington (D.C.): United States Government Printing Office, 1993. — P. 279—291.
17. Syntroleum unveils hydrate recovery process // Oil and Gas J. — 1999. — 97 — No. 44. — P. 40—42.

Статья поступила 28.08.2013

*В.О. Краюшкин*

## НЕБИОГЕННА ПРИРОДА ГІГАНТСЬКОГО ГАЗОНАФТОНАКОПИЧЕННЯ НА СВІТОВОМУ КОНТИНЕНТАЛЬНОМУ СХИЛІ

На світовому континентальному схилі є 18 885 млрд м<sup>3</sup> природного газу, 391 млн т газоконденсату та 25 255,5 млн т нафти в осадових породах палеозойського, мезозойського та кайнозойського віків, а також  $22 \times 10^{17}$  м<sup>3</sup> метаногідрату в алевролітах, аргілітах, глинах, пісках і пісковиках сучасного віку. Це гігантське нафтогазонакопичення розглядається як частина природного процесу дегазації Землі, який був відповідальним і за створення її атмосфери, гідросфери й літосфери.

**Ключові слова:** нафтогазонакопичення, дегація Землі, метаногідрати.

*V.A. Krayushkin*

## ABIOTIC NATURE OF GIANT PETROLEUM ACCUMULATION IN THE WORLD CONTINENTAL SLOPE

In the world continental slope, there are 18 885 billion m<sup>3</sup> of natural gas, 391 million tons of gas-condensate and 25 255,5 million tons of oil in sedimentary rocks of the Paleozoic, Mesozoic and Cenozoic ages as well as  $22 \times 10^{17}$  m<sup>3</sup> of methane hydrate in the Recent age argillites, clays, mudstones, sands and sandstones. This giant petroleum accumulation is considered as a part of the natural process of the Earth's outgassing, which, in its turn, has been responsible for the creation of its atmosphere, hydrosphere and lithosphere.

**Key words:** oil-gas accumulation, Earth's outgassing, methane hydrate.