

В. А. Краюшкин, В. П. Клочко, Н. Н. Черниенко, Э. Е. Гусева

УСПЕХИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОИСКА НА МАТЕРИКОВОМ СКЛОНЕ АФРИКИ

На материковому схилі Африки є 200 глибоководних (205–2479 м) нафтових і газових родовищ. Їх початкові сумарні запаси дорівнюють 3973,5 млн т нафти і 1034,6 млрд м³ природного газу на глибині від 1028 до 6118 м у кайнозойських і крейдових турбідитних пісках і пісковиках.

In the Africa's continental slope, there are 200 deepwater (205–2479 m) oil and gas fields. Their initial total reserves are equal to 3973,5 million tones of oil and 1034,6 billion m³ of natural gas at the depth of 1028 to 6118 m in the Cenozoic and Cretaceous age turbiditic sands and sandstones.

Промышленная нефтегазоносность материкового склона Африки в Атлантике, Индийском океане и Средиземном море осваивается в морских экономических зонах Анголы, Ганы, Египта, Камеруна, Конго (Браззавиль), Конго (Киншаса), Кот д'Ивуара, Ливии, Мавритании, Мозамбика, Намибии, Нигерии, Сан-Томе и Принсипе, Сьерра-Леоне, Туниса и Экваториальной Гвинеи. Здесь бурением вскрыты меловые, третичные и плейстоценовые центры терригенной седиментации в виде Замбезийского, Конголезского, Куанзийского, Нигерского, Нильского, Огуэ и Оранжевого дельтовых седиментационных конструкций, а также в виде других толщ осадочных пород с дизъюнктивной и соляной тектоникой, вулканизмом и грязевулканизмом, складчатостью, гигантскими подводными каньонами-промоинами, врезами, ископаемыми подводными оползнями, рафтами и олистостромами.

У Анголы в Атлантике глубиной от 232 до 2436 м уже есть 107 газонефтяных и нефтяных месторождений в восьми прибрежных блоках [3].

Блок 14, находящийся севернее устья р. Конго, в прибрежье ангольского анклава Кабинда, имеет площадь 3995 км², глубоководность от 232 до 1500 м и 18 месторождений (Белиз, Бенгела, Габела, Д-1-4, Д-2-4, Д-2-10, Д-2-14, Жимбуа, Кюйту, Ландана, Лианзи, Лобиту, Лукапу, Меланж, Негаж, Северная Ландана, Томбоку и Томбуа). Все они нефтяные, за исключением месторождений Жимбуа, Ландана, Лукапа, Негаж и Томбуа, которые являются газонефтяными.

Блок 15 площадью около 4100 км² и глубоководностью от 671 до 1439 м находится

южнее государственной морской границы между Конго (Киншаса) и Анголой. В подводных недрах этого блока выявлено 24 месторождения нефти (Бавука, Батюк, Викангу, Диканза, Зангуш, Захи, Кабака, Какоза, Кизомба, Кингвуу, Кишшандзе, Клозаш, Мавакола, Маримба, Мбулумбумба, Монду, Нгома, Нзанза, Реку-Реку, Северная Маримба, Хикомба, Чиюмба, Шокалью и Юнгу).

Блок 16 площадью 4936 км² и глубоководностью от 457,5 до 762,5 м расположен южнее Блока 15 и содержит пока семь нефтяных месторождений (Зиумба, Зумбу, Коконгу, Кола, Лонгуй, Немба и Нюшн).

Блок 17 находится южнее Блока 16, имеет площадь 4300 км², глубоководность от 718,5 до 1500 м и 17 месторождений. Четыре из них – газонефтяные (Акация, Гортензия, Пассифлора и Перпетуа), а 13 других (Антуриу, Виолета, Даля, Жасмин, Жиращулу, Зиня, Камелия, Краву, Либра, Лириу, Орхидея, Роза и Тюльпан) являются нефтяными.

Блок 18 располагается южнее и юго-восточнее Блока 17, характеризуется площадью 5000 км² и глубоководностью от 1238 до 1400 м и содержит семь нефтяных месторождений (Галлий, Кобальт, Палладий, Платина, Плутоний, Хром и Цезий).

Западнее Блоков 15 и 16 разведуются недра Блока 31. У него на площади, равной 5349 км² в Атлантике глубиной от 1497 до 2436 м, есть 22 нефтяных месторождения – Астрейя, Венус (Венера), Геба, Диона, Керес, Корделия, Леда, Марс, Марта, Миранда, Оберон, Палас, Плутон, Порция, Сатурн, Феб (Теб), Терра, Титания, Уран, Урания, Юна и Юнона.

Блок 32 с 11 нефтяными месторождениями (Алью, Женжибр, Жиндунгу, Залза, Ка-

нела, Карил, Колорау, Коминьюш, Лоуру, Мандзерикау и Муштарда) на площади 4950 км² располагается в Атлантике глубиной от 518 до 1977 м южнее Блока 31 и западнее Блоков 16 и 17.

Все эти блоки простираются с севера на юг в морской части Нижнеконголезского осадочного бассейна. Южнее нефтегазоразведка велась в осадочном бассейне Кванза, где глубина Атлантики от 50 до 1599 м и пробурены скв. 1-Иона, 1-Канган, 1-Марипоза, 1-Нсанда, 1-Земба, 1-Серра-ду-Моку и 1-Ямбу в песчаниках мелового и олигоценового возраста. За исключением скв. 1-Земба, все другие оказались "сухими", а она, пробуренная в Атлантике глубиной 1159 м до забоя на глубине 3751,5 м, вскрыла в 2001 г. две нефтяные залежи в верхнемеловых и третичных турбидитных песчаниках и фонтанировала из них совокупно 483 м³/сут нефти [3].

Морские нефтегазопроисковые работы в Анголе курируются национальной государственной нефтяной компанией "Зонангол". Она выдаёт лицензии, организует концессии и на долевой основе участвует в поиске, разведке и разработке глубоководных месторождений вместе с "Бритиш Петролеум", "ЭксонМобил", "ШевронТехако", "ТотальФинаЭльф", "БиЭйчПи Билитон", "ЭНИ", "СтатойлХидру" и др. Бурение и эксплуатация скважин ведётся с плавучих (ПП), неплавучих (НП) платформ и судов, а в нефтегазодобыче используются подводная система (ПС) из подводно-донной обвязки устьев скважин ("нефтяные ёлки"), манифольдов, вертикальных райзеров, внутривыпускных нефте- и газопроводов, средств контроля и управления, а для транспортировки нефтедобычи или её временного хранения – танкеры.

Первым открыто в 1996 г. сверхгигантское (556 млн т) месторождение Жиращулу скважиной, пробуренной 210 км северо-западнее Луанды, где глубина Атлантики 1300 м и более, вскрывшей пять нефтеносных турбидитных песков в олигоценовой формации Малембу и фонтанировавшей 383 т/сут нефти плотностью 855–860 кг/м³ из самого нижнего песка. Разведочные скважины имели дебиты от 422 до 2465 м³/сут нефти из других песков Малембу, а эксплуатационные скважины – до 5565

т/сут. Разработка началась в декабре 2001 г. с совокупной добычей 31 800 м³/сут нефти и капитализацией в \$2,8 млрд. Жиращулу имеет длину 18 км, ширину 10 км и строение продуктивной толщи, которое определяют меандрирующие пески с наложенными друг на друга ископаемыми каналами-промоинами в интервале глубин 2300–3403 м [1].

В 1996 г. открыты ещё два глубоководных нефтяных месторождения. Первое из них вскрыто скв. 2-14-Д под водами Атлантики толщиной 396,5 м на расстоянии 65 км от берега Кабинды. Запасы этого месторождения, равные 140 млн т, залегают в миоценовых турбидитных песках, откуда скважина фонтанировала 363 м³/сут нефти. Второе обнаружено скв. 2-4-Д в тех же песках с извлекаемыми запасами 68 млн т нефти 22 км севернее, где глубина Атлантики 405 м. Эта скважина дала фонтан нефти дебитом 1027 м³/сут.

В 1997 г. открыты три глубоководных нефтяных месторождения – Далия, Кюйту и 1-4-Д. Далия выявлена скважиной, пробуренной 3 км восточнее Жиращулу, в Атлантике глубиной 1361 м и фонтанировавшей 2537 м³/сут нефти из двух продуктивных зон рыхлых миоценовых турбидитных песков, где на глубине от 2361 до 3450 м залегают извлекаемые запасы 200 млн т нефти плотностью 916–922 кг/м³. Их разработка началась в 2005 г. эксплуатацией 67 подводно-донных скважин (34 нефтяные, 30 водонагнетательные и три газонагнетательные), откуда нефтедобыча идёт сначала по подводным трубопроводам длиной по 40 км к двум плавучим райзерным башням, а от них – к ПП. Она способна получать 38 160 м³/сут нефти, хранить её 320 тыс. м³, подготавливать к транспортировке 63 595 м³/сут нефти и нагнетать в нефтяные залежи 65 186 м³/сут воды и 8 млн м³/сут газа. Позднее к этой ПП подсоединили месторождения Орхидея, Перпетуа и Тюльпан, где нефть залегает также в рыхлых турбидитных песках миоцена. На крайнем северо-востоке Блока 14, в Атлантике глубиной от более 200 до 1500 м, разрабатывается нефтяное месторождение Кюйту площадью 6000 км² с начальными извлекаемыми запасами 96 млн т нефти, которая по ПС подаётся на ПП-судно. А рядом с месторождением 2-4-Д, в океане глубиной 345 м, открыто

месторождение 1-4-Д нефти, первый фонтан которой здесь имел дебит 1200 м³/сут из миоценовых турбидитных песков.

1998 г. является датой открытия 11 месторождений нефти и газа – Белиз, Бенгела, Диканза, Кизомба, Кишшандзе, Ландана, Лириу, Маримба, Роза, Северная Маримба и Юнгу. Глубоководное (305 м) Белиз, что юго-западнее Кюйту и 80 км мористее побережья Кабинды, обнаружено скв. 10-Экс-14, фонтанировавшей 1370 м³/сут нефти из турбидитных песков олигоцена, где содержатся крупные запасы нефти. В Атлантике глубиной 440 м и западнее Белиз разрабатывается месторождение Бенгела. Его извлекаемые запасы, равные 140 млн т нефти, вскрыты в турбидитных песках миоцена, олигоцена и верхнего мела, откуда первые скважины фонтанировали по 2740 и 3000 м³/сут нефти. Глубоководное (1155 м) месторождение Диканза выявлено скважиной, пробуренной на глубину 2773 м в третичных отложениях и фонтанировавшей из них 700 м³/сут нефти; глубоководное (1006–1281 м) Кизомба – скважиной с забоем на глубине около 2800 м в песках олигоцена со 140 млн т нефти, а глубоководное (1012–1300 м) Кишшандзе, содержащее 140 млн т нефти в турбидитных песках олигоцена, – скважинами с дебитами от 383 до 5565 м³/сут нефти. В 2005 г. началась добыча нефти из находящихся 345 км северо-западнее Луанды месторождений Диканза и Кишшандзе. Согласно проекту "Кизомба-Б" и капитализации его в \$3,5 млрд, нефтедобыча в них на её пике достигла 34 247 м³/сут и идёт на ПП с растянутыми опорами и судно, хранящее до 300 тыс. м³ нефти и отгружающее её на челночные танкеры [3]. Ландана и Северная Ландана находятся в Атлантике глубиной соответственно 440 и 366 м, южнее Белиз и Бенгелы, 80 км мористее берега Кабинды, в Блоке 14. Ландана содержит около 70 млн т нефти в турбидитных песках миоцена, олигоцена и верхнего мела. Первые дебиты нефти здесь достигали 2500–3000 м³/сут. Северная Ландана открыта скважиной, которая была первой из 46 других, запланированных для разработки с подсоединением к свайной нефтесборной башне, обслуживающей и месторождения Бенгела, Белиз, Лобиту и Томбоку. С 2010 г. Северная Ландана даёт 12 тыс. м³/сут нефти [1, 2, 9].

Глубоководные Маримба (1290 м) и Северная Маримба (1189,5 м) находятся в Блоке 15 на расстоянии 144 км мористее берега и из третичных песков на средней глубине их залегания, равной 3100 м, дали в первых скважинах от 1000 до 1081 м³/сут нефти из её извлекаемых запасов около 12 млн т. Северная Маримба начала в 2007 г. отгружать 6360 м³/сут нефти из скважин с их подводно-донными устьями, отдельным центром бурения, 30 км подводных фонтанных нефтепроводов и уникальной райзерной системой, подающей нефтедобычу на ПП "Кизомба-А". Месторождения Лириу и Роза открыты глубоководными (1281–1495 м) скважинами, фонтанировавшими по 1200 и 1500 м³/сут нефти из песков олигоцена. Роза располагается 135 км мористее побережья и 15 км от нефтедобывного судна, что заякорено в Жиращул, имеет запасы около 47 млн т нефти, которая добывается 14 эксплуатационными скважинами с помощью 11 водонагнетательных, четырёх подводно-донных манифольдов, 40 км водонагнетательных трубопроводов и 64 км нефтепроводов, связывающих Розу с упомянутым судном-ПП. Глубоководное (1204 м) нефтяное (103 млн т) месторождение Юнгу, находящееся 12 км северо-восточнее месторождения Кишшандзе, открыто скважиной, фонтанировавшей 2528 м³/сут нефти с глубины 3123 м из турбидитных песков миоцена и олигоцена. С 2003 г. Юнгу вместе с месторождением Шокалью разрабатываются, имея 59 скважин, ПП-судно и нефтедобычу 12 720 м³/сут, согласно проекту "Кизомба-А" стоимостью \$3,5 млрд [1, 2].

Семь глубоководных месторождений нефти и газа выявлены в 1999 г. Это Камелия, Краву, Орхидея, Плутоний, Тюльпан, Хикомба и Шокалью. Последнее из них открыто в Атлантике глубиной 1148 м, где в олигоценовых песках на глубине 2515 м залегают 16 млн т нефти. Её первый фонтан здесь был равен 724 м³/сут. Юго-западнее располагается глубоководное (1356 м) нефтяное месторождение Хикомба, вскрытое в тех же песках на глубине 2878 м, содержащее около 16 млн т нефти и давшее 707 м³/сут нефти из них при опробовании первой скважины. Месторождение Орхидея, расположенное 200 км северо-западнее

Луанды, где глубина Атлантики 1165–1200 м, обнаружено скважиной, пробуренной на глубину 2500 м и вскрывшей 48 м нефтеносных песков миоцена. Сква. 2-Орхидея, подтвердив это, вскрыла нефтедобывную зону и в турбидитных песках олигоцена. Сква. 1-Краву открыла глубоководное (1357 м) месторождение Краву на участке между Лирю и Розой, получив 2035 м³/сут нефти плотностью 855 кг/м³. Сква. 1-Плутоний, пробуренная в Блоке 18, открыла одноимённое глубоководное (1362 м) месторождение, фонтанируя 906 м³/сут нефти из третичных турбидитных песков и песчаников, а сква. 1-Тюльпан в Блоке 17 – глубоководное (1050 м) месторождение Тюльпан, где нефть добывается из турбидитных песков миоцена.

В 2000 г. глубоководная нефтегазоразведка обнаружила 13 других месторождений нефти и газа, в том числе три месторождения в Блоке 14 – Лобиту, Северное Ландана и Томбоку, три в Блоке 15 – Батюк, Захи и Монду, три в Блоке 17 – Жасмин, Пассифлора и Перпетуа, а также четыре в Блоке 18 – Галлий, Кобальт, Палладий и Хром. Глубоководность первых трёх из них лежит от 232 до 440 м, а залежи нефти связаны с песками и песчаниками миоцена, олигоцена и верхнего мела. Батюк найдено в Атлантике глубиной 732 м благодаря бурению и опробованию скважины, пробуренной на глубину 3782 м и фонтанировавшей 827 м³/сут нефти из песков миоцена и олигоцена. Сква. 1-Захи находится 350 км северо-западнее Луанды, в океане глубиной 671 м, имеет забой на глубине 3141,5 м и фонтанировала 858,5 м³/сут нефти из песков и песчаников мел/третичного возраста, а глубоководная (732 м) сква. 1-Монду с забоем на глубине 2501 м дала 668 м³/сут нефти из третичных песков и песчаников. Глубоководное (1200–1281 м) нефтяное месторождение Жасмин, открытое в 2000 г. с нефтью в песках и песчаниках олигоценовой толщи Малембу, уже в 2003 г. начало разрабатываться западнее Жиращшул, имея пять нефтяных и пять водонагнетательных скважин и подводное соединение с райзерными башнями Жиращшул. А глубоководные (841 и 820 м) месторождения Пассифлора и Перпетуа с нефтяными залежами в миоценовых турбидитных песках разрабатываются у восточной границы Блока 17. Нефтяные

месторождения Галлий, Кобальт, Палладий и Хром, расположенные в одном блоке с упоминавшимся выше Плутонием и открытым позднее глубоководным Цезием, образуют группу протяженностью 35 км с Платиной на западе, Кобальтом на востоке и Плутонием на юго-востоке. Здесь пробурено семь поисковых скважин, которые открыли семь месторождений, что коэффициент промышленных открытий делает равным 1,0, т. е. 100%-ной удаче. Из сква. 1-Галлий ударил фонтан 758 м³/сут нефти плотностью 855 кг/м³ в 185 км от берега, где глубина океана 1238 м. Глубоководная (1400 м) сква. 1-Платина фонтанировала 900 м³/сут нефти на ограниченном штучере; сква. 1-Плутоний – 780 м³/сут, сква. 1-Палладий – 633, сква. 1-Хром – 795 и сква. 1-Кобальт – 624 м³/сут нефти.

2001 г. ознаменовался открытием семи месторождений – Томбуа в Блоке 14, Викангу, Мавакола и Мбулумбумба в Блоке 15, Земба (в Блоке 24 бассейна Кванза), Антуриу и Виолета в Блоке 17. Сква. 1-Томбуа южнее Ланданы, где глубина океана 282 м, фонтанировала 1593,5 м³/сут нефти плотностью 828 кг/м³ из миоценовых турбидитных песков; глубоководная (976 м) сква. 1-Викангу выявила нефтедобывную зону в олигоценых песках на глубине 2101,5 м; глубоководная (1156 м) сква. 1-Мавакола фонтанировала 521,5 м³/сут нефти из песков миоцена с глубины 2763 м, а в океане глубиной 851 м сква. 1-Мбулумбумба в тех же песках на глубине 3782 м выявила нефтяное месторождение Мбулумбумба. Глубоководное (1159 м) нефтяное Земба охарактеризовано выше; глубоководная (923 м) сква. 1-Антуриу открыла одноимённое нефтяное месторождение в песках миоцена, а глубоководная (1058 м) сква. 1-Виолета – нефтяное месторождение Виолета тоже в миоценовых турбидитных песках.

2002 г. – это дата находки шести месторождений нефти. Среди них – Габела и Негаж в Блоке 14, Реку-Реку в Блоке 15, Зиня в Блоке 17, упоминавшиеся выше Платина и Плутон в Блоке 31. Сква. 1-Плутон пробурена в океане глубиной 2021 м и дала 857 м³/сут нефти с глубины 4455 м из турбидитных песков и песчаников миоцена и олигоцена 397 км северо-западнее Луанды и 35 км западнее Жиращшул. Глубоководное (320 м)

нефтяное месторождение Габела, что 400 км северо-западнее Луанды, обнаружено скв. 1-Габела, вскрывшей 25 м нефтеносной толщи песков олигоцена и давшей из них 185 м³/сут нефти. Глубоководная (1445 м) скв. 1-Негаз из миоценовых песков фонтанировала 1372 м³/сут нефти плотностью 864 кг/м³; глубоководная (1439 м) скв. 1-Реку-Реку глубиной 3800 м – 420 м³/сут нефти из турбидитных песков и песчаников миоцена и олигоцена, а глубоководная (718,5 м) скв. 1-Зиня – 580 м³/сут нефти из аналогичных песков миоцена [1, 2].

Нефтяными глубоководными месторождениями, открытыми в 2003 г., являются Клозаш в Блоке 15, Акация и Гортензия в Блоке 17, Марс и Сатурн в Блоке 31, а также Жиндунгу в Блоке 32. Как и все предыдущие глубоководные нефтяные и газонефтяные месторождения ангольского побережья, каждое из них выявлено первой же поисковой одноимённой скважиной. Месторождение Клозаш обнаружено глубоководной (1296 м) поисковой скв. 1-Клозаш. Она встретила миоценовый песок и фонтанировала из него 280 м³/сут нефти на глубине 3142 м, будучи пробурена 384 км северо-западнее Луанды. Глубоководная (1030,5 м) поисковая скв. 1-Акация дала 2180 м³/сут нефти совокупно при испытании на приток двух отдельных нефтедобывных зон в миоценовых песках, а глубоководная (830,5 м) поисковая скв. 1-Гортензия, пробуренная 10 км севернее, – 810 м³/сут нефти из песков и песчаников того же возраста. Акация и Гортензия располагаются в восточной части Блока 17, возле нефтяного месторождения Перпетуа. 175 км мористее побережья Анголы и 20–25 км северо-западнее месторождений Плутон и Сатурн, что в Блоке 31, где нефть залегает в турбидитных песках и песчаниках миоцена, олигоцена и доаптской подсолевой толщи нижнего мела, глубоководная (1978 м) поисковая скв. 1-Марс, законченная на глубине 4193 м, дала при освоении в колонне 827 м³/сут нефти. Вполне вероятно, что Марс, Сатурн и Плутон будут разрабатываться по одной общей технологической схеме. Глубоководная (1446 м) же поисковая скв. 1-Жиндунгу первой открыла в Блоке 32 одноимённое нефтяное месторождение [1–3].

На 2004 г. приходится открытие восьми нефтяных месторождений – Канелы в Блоке

32, Лианзи в Блоке 14, Бавуки, Какозы и Чиюмбы в Блоке 15, Цезия в Блоке 18, Колы в Блоке 16, Венеры в Блоке 31. Глубоководная (1540 м) поисковая скв. 1-Канела, что 140 км мористее побережья Анголы, 15 км юго-восточнее скв. 1-Жиндунгу и 19 км западнее глубоководного месторождения Лирiu Блока 17, фонтанировала 1081 м³/сут нефти с глубины 3650 м из турбидитных песков вышеупомянутого возраста. Глубоководная (909 м) поисковая скв. 1-Лианзи, вскрывшая два нефтеносных пласта в миоцен/олигоценовых песках и песчаниках, при их испытании на приток дала фонтан нефти плотностью 825 кг/м³ и дебитом 795 м³/сут на штуцере 16 мм, открыв месторождение Лианзи на границе северного побережья Кабинды и южного побережья Демократической Республики Конго (Браззавиль), чьи доли в запасах этого месторождения признаны равными 50:50%. Скв. 1-Бавука, пробуренная в Атлантике глубиной 1094 м до забоя на глубине 3235 м, из тех же пород-коллекторов фонтанировала 435 м³/сут нефти плотностью 946–953 кг/м³. В этом же Блоке 15 глубоководная (1030 м) поисковая скв. 1-Какоза при испытании на приток упомянутых песков дала 715 м³/сут нефти с глубины 2786 м, а глубоководная (1190 м) поисковая скв. 1-Чиюмба с забоя на глубине 4171 м фонтанировала 1188 м³/сут нефти. Глубоководная (2000 м) поисковая скв. 1-Венус (Венера), вскрывшая три нефтеносные зоны в третичном разрезе 175 км мористее побережья Анголы, дала нефтяной фонтан из них с глубины 4506 м.

2005 г. – это дата окончания бурения и опробования поисковых скважин, открывших в побережье Анголы пять месторождений – Астрею, Гебу, Палас, Юну в Блоке 31 и Женжибр в Блоке 32. Скв. 1-Астрея пробурена на глубину 3842 м в Атлантике глубиной 1497 м и 58 км юго-восточнее той площади Блока 31, где находятся месторождения Плутон, Марс, Сатурн, Венера (Венус) и Геба, в 2005 г. давшая 947 м³/сут нефти из турбидитных песков и песчаников третичной осадочной толщи. Скв. 1-Астрея – 103 км мористее побережья Анголы и при опробовании той же толщи фонтанировала 1035 м³/сут нефти на штуцере 16 мм. А 325 км северо-западнее Луанды и 62 км юго-восточнее месторождения Плутон закончено осво-

ение глубоководной (1602 м) скв. 1-Палас: на штуцере 16 мм получено 847 м³/сут из упоминавшихся выше песков, залегающих здесь на глубине 3745 м. В этом же поисково-разведочном блоке на расстоянии 165 км от побережья Анголы, 10 км северо-западнее месторождения Палас и 22 км южнее глубоководного нефтяного месторождения Цезий, глубоководная (1601 м) скв. 1-Юна на штуцере 5,8 мм фонтанировала 380 м³/сут нефти с глубины 3200 м из турбидитных песков и песчаников миоцена и олигоцена. Месторождение Юна находится в юго-западной части Блока 31, в 60 км на юго-восток от площадки, где открыты месторождения Венера (Венус), Марс, Плутон и Сатурн. А глубоководная (1703 м) поисковая скв. 1-Женжибр, пробуренная в восточной части Блока 32, около 17 км от скв. 1-Жиндунгу и 12 км от скв. 1-Канела, открыла месторождение Женжибр, фонтанировав 705 м³/сут нефти из миоценового турбидитного песка с глубины 4432 м. Открытие этого месторождения подтверждено в 2007 г. бурением и освоением глубоководной (1697 м) разведочной скв. 2-Женжибр. Будучи пробурена 160 км мористее побережья Анголы до забоя на глубине 4345 м, она фонтанировала 622 т/сут нефти из миоценового песка и 700 т/сут из олигоценового песка.

В 2006 г. обнаружены четыре глубоководные месторождения: Лукапа в Блоке 14, Титания и Уран в Блоке 31, а также Муштарда в Блоке 32. Так, глубоководная (1202 м) скв. 1-Лукапа, пробуренная на глубину 3342 м, вскрыла 85,5 м нефтяного слоя в миоценовых песках высокой проницаемости и при их испытании на приток в колонне фонтанировала нефтью плотностью 910 кг/м³. А 23 км северо-западнее месторождения Геба, но в том же блоке, глубоководная (2152 м) скв. 1-Титания прошла пески миоцена и олигоцена и на штуцере 8 мм фонтанировала 325 м³/сут нефти из турбидитных доаптских подсолевых песчаников нижнего мела с глубины 5339 м. Подсолевою нефть обнаружила и скв. 1-Уран. Она пробурена 345 км северо-западнее Луанды, в Атлантике глубиной 1938 м, имеет забой на глубине 4578 м в подсолевых песчаниках нижнего мела и на штуцере 34 мм дала из них 313 м³/сут нефти. Уран – первое, а Титания – второе в Блоке 31 месторождения, дающие нефтедобычу

из доаптской подсолевой толщи. Месторождение же Муштарда выявлено в восточной части Блока 32, южнее 14 км скв. 1-Канела и 15 км юго-восточнее скв. 1-Женжибр, в результате бурения и освоения скв. 1-Муштарда. Она находится в Атлантике глубиной 1758 м и при опробовании одного из миоценовых песков фонтанировала 850 м³/сут нефти плотностью 876 кг/м³.

На протяжении 2007 г. было открыто 11 месторождений нефти и природного газа: Меланж в Блоке 14, Корделия, Миранда и Терра (Земля) в Блоке 31, Алью, Залза, Колорау, Карил, Коминьош, Лоуру и Мандзерикау в Блоке 32. Первое из них обнаружено глубоководной (266 м) поисковой скв. 1-Меланж. Она пробурена на глубину 4746 м, вскрыла слой нефти толщиной 65 м в песчаниках Пинда мелового возраста и фонтанировала оттуда 1219 м³/сут нефти высокого качества в прибрежье Кабинды. Глубоководная (2308 м) скв. 1-Корделия опробовала пески и песчаники третичного и мелового возраста, дав с глубины 4040 м около 330 м³/сут нефти на штуцере 8 мм, а 3,5 км северо-западнее Корделии, 11 км южнее Титании и 375 км северо-западнее Луанды скв. 1-Миранда, пробуренная в Атлантике глубиной 2436 м с борта бурового судна (б/с) "Джек Райэн", фонтанировала 608 м³/сут нефти из тех же отложений с глубины 5116 м. С борта "Джека Райэна" пробурена и глубоководная (2000 м) скв. 1-Терра глубиной 6118 м на подсолевою доаптскую толщу, откуда получен нефтяной фонтан дебитом 795 м³/сут.

Что же касается Блока 32 и первых скважин, открывших в 2007 г. здесь нефтяные месторождения, "Тоталь" и её партнёры получили 858 м³/сут нефти в глубоководной (518 м) скв. 1-Алью, вскрывшей на глубине 1519 м верхнеолигоценовые турбидитные песчаники, и 586 м³/сут нефти в глубоководной (1806 м) скв. 1-Залза из миоценовой песчаниковой толщи 15 км юго-восточнее скв. 1-Муштарда. 130 км мористее побережья Анголы пробурена глубоководная (1700 м) скв. 1-Колорау. Она вскрыла нефтеносные пески и песчаники верхнего олигоцена, фонтанировав из них нефтью плотностью 890 кг/м³. А 18 км север-северо-западнее скв. 1-Жиндунгу и 7 км запад-юго-западнее скв. 1-Кола глубоководная

(1673 м) скв. 1-Карил дала фонтан лёгкой нефти дебитом 1002 м³/сут из пачки олигоценых турбидитных песков и песчаников. 18 км севернее пробурена глубоководная (1594 м) скв. 1-Коминьюш. Из нижнеолигоценых песчаников она фонтанировала 1001 м³/сут нефти плотностью 865 м³/сут, а глубоководная (1806 м) скв. 1-Лоуру, испытанная на приток 4,5 км западнее нефтяного месторождения Залза, вскрыла две нефтяные залежи в миоцене и олигоцене. В центральной части Блока 32 и 38 км северо-западнее скв. 1-Женжибр глубоководная (1977 м) скв. 1-Мандзерикау опробовала более 795 м³/сут нефти, вскрыв её залежи в олигоценых песчаниках [1–3, 9].

В 2008 г. открыты глубоководные нефтяные месторождения Диона, Жимбуа, Зангуш, Кабака и Нгома, в 2009 г. – Леда, Март, Оберон, Северная Кабака и Феб (Теб), в 2010 г. – Кингву и Нзанза. Глубоководная (2070 м) скв. 1-Леда, пробуренная на глубину 5907 м через аптскую каменную соль 415 км северо-западнее Луанды, фонтанировала 801 м³/сут нефти из подсолевых песчаников нижнего мела в центре северной части Блока 31. Примерно 350 км северо-западнее Луанды, в Атлантике глубиной 1400 м, пробурены скв. 1-Кингву и 1-Нзанза. Их забои находятся соответственно на глубине 3023 и 3008 м в толще нижнемиоценовых песков с хорошими ёмкостными свойствами, откуда скв. 1-Кингву дала 1017,5 м³/сут нефти плотностью 916 кг/м³, а скв. 1-Нзанза – 255 м³/сут нефти плотностью 973 кг/м³. Глубоководная (1616,5 м) скв. 1-Оберон, вскрывшая на глубине 3751,5 м нефтеносные песчаники олигоцена 5 км северо-восточнее месторождения Диона, фонтанировала 795 м³/сут нефти. Начало нефтедобычи из Оберона запланировано на 2012 г., когда начнётся разработка нефтяных глубоководных месторождений Венера, Марс, Плутон и Сатурн, находящихся в этом же Блоке. А 350 км северо-западнее Луанды и 12 км юго-восточнее месторождения Геба, скв. 1-Феб (Теб), имеющая забой на глубине 3325 м в осадочной толще олигоцена и пробуренная в океане глубиной 1752 м, получила тоже 795 м³/сут нефти [3, 7, 13].

Добывая более 82 190 т/сут нефти на континентальном склоне, Ангола уже в 2005 г. обогнала Нигерию по глубоководной

нефтегазодобыче и стала господствующей по этим показателям среди всех стран Африки. В 1999–2009 гг. осуществлены девять проектов разработки глубоководных нефтяных месторождений стоимостью \$23,6 млрд. Освоение месторождений Жиращул, где глубина Атлантики 1372,5 м, ПП-судно, ПС, три райзерные плавучие башни и 25 скважин, и Жасмин, где глубина океана 1403 м, ПП-судно, ПС, четыре эксплуатационные и четыре нагнетательные скважины, обошлось \$3,8 млрд; группы нефтяных месторождений ББЛТ (Бенгела, Белиз, Лобиту, Томбоку), где одна ПП в океане глубиной 390 м, ПС и более 30 скважин, – \$2,4 млрд; Кюйту, Ландана, Негаж и Томбуа (Кюйту даёт нефть с 1999 г., Ландана и Томбуа с 2008 г., Негаж – с 2009 г.), где глубина океана 400 м, ПП-судно, ПС и 29 скважин – \$1,4 млрд; Кизомбы-А в океане глубиной 1174 м с ПП, ПС, 33 эксплуатационными и 26 нагнетательными скважинами – \$3,5 млрд; Кизомбы-Б глубиной 1006,5–1037 м с ПП и ПС – \$3,4 млрд; Кизомбы-Ц и Хикомбы с глубиной Атлантики 1220–1342 м, ПП-судном, ПС, четырьмя эксплуатационными, четырьмя водо- и четырьмя газонагнетательными скважинами – \$3,0 млрд; Акации, Далии, Камелии и Розы с глубиной океана 1342 м, ПП-судном, ПС, 37 эксплуатационными, 30 водо- и тремя газонагнетательными скважинами – \$2,1 млрд; а месторождений Большого Плутония (Галлий, Кобальт, Палладий, Плутоний и Хром), где глубина Атлантики 1220 м и более, ПП-судно, ПС, плавучая райзерная башня и 122 скважины, – \$4,0 млрд.

"Шеврон" является прорабом для ББЛТ, а также Кюйту, Ланданы, Негажа и Томбуа, "Эксон" – для Кизомбы-А, Кизомбы-Б, Кизомбы-Ц и Хикомбы, "Тоталь" – для Акации, Далии, Жиращул, Жасмин, Камелии и Розы, а "Бритиш Петролеум" – для Большого Плутония. В освоении всех упомянутых здесь месторождений участвуют с паями от 5 до 40% также "Агип Ангола Эксплорейшн", "Галп Эксплоракау э Продукау Петролифера", "Дан Нурске Стат Ольесельшап", "Кабинда Галф Ойл", "Нурск Хидру", "Статойл Ангола", "Фина Эксплорейшн" и, конечно, "Зонангол" [3].

В 2009 г. выведены на максимальный уровень нефтегазодобычи месторождения

Жимбуа, Ландана и Томбуа: 7950 м³/сут нефти и 566 тыс. м³/сут газа в первом, где их принимает судно-ПП с нефтехранилищем ёмкостью 885 тыс. м³, а в Ландане и Томбуа – совокупно 15 900 м³/сут нефти и 5,947 млн м³/сут газа, подающихся на глубоководную (400 м) плавучую башню-ПП.

2010 г. оказался датой выхода на максимальный уровень добычи из месторождений Венера (Венус), Марс, Негаж, Плутон и Сатурн. В месторождении Негаж этот пик соответствует 11 925 м³/сут нефти и 2,832 млн м³/сут газа, а разработка осуществляется в океане глубиной 1500 м судном-ПП с нефтехранилищем на 235 тыс. м³; в месторождениях Венера, Марс, Плутон и Сатурн – 23 848 м³/сут нефти, которые получает судно-ПП. А спутники месторождения Кизомба в 2010 г. достигли пика, равного 19 875 м³/сут нефти.

В 2011 г. совместная разработка Акации, Гортензии, Зини, Пассифлоры и Перпетуа достигла максимального уровня, равного 31 798 м³/сут нефти и 4,248 млн м³/сут газа и принимаемого судном-ПП с нефтехранилищем на 300 тыс. м³ в Атлантике глубиной 762,5 м, где имеются три донно-подводные станции сепарации, 25 скважин с подводно-донными устьями, две газо- и 22 водонагнетательные скважины.

На 2012 г. намечено достижение пика газонефтедобычи из 30 глубоководных месторождений. Среди них – Алью, Астрея, Виолета, Геба, Женжибр, Жиндунгу, Залза, Канела, Карил, Кола, Коминьош, Корделия, Колорау, Краву, Лириу, Лоуру, Лукапа, Мандзерикау, Миранда, Муштарда, Орхидея, Палас, Платина, Порция, Терра, Титания, Урания, Чиюмба (Шиюмба), Цезий и Юнона, где глубина Атлантики от 1403 до 2000 м. Наивысший уровень добычи из месторождений Астрея, Геба, Палас, Титания, Урания, Цезий и Юнона, что в Блоке 31, где глубина океана около 2000 м, определяется совокупно 23 850 м³/сут нефти; из месторождений Виолета, Краву, Лириу и Орхидея, что в Блоке 17, – также 23 850 м³/сут нефти; из месторождений Женжибр, Жиндунгу и Канела, имеющих начальные извлекаемые запасы 41 млн т нефти и находящихся в глубоководном (1403–1799,5 м) Блоке 32, – 19 079 м³/сут нефти; из месторождения Лукапа, что в Блоке 14, – 15 900 м³/сут нефти и

2,124 млн м³/сут газа, а из месторождений Корделия, Миранда, Порция и Терра в Блоке 31 – 23 850 м³/сут нефти [9].

В общем, 107 глубоководных (232–2436 м) месторождений Анголы имеют суммарные начальные извлекаемые запасы 1954 млн т нефти в турбидитных песках и песчаниках миоцена, олигоцена и мела на глубине от 1519 до 6118 м, откуда скважины фонтанируют с индивидуальными дебитами от 185 до 5565 м³/сут нефти [1–4, 7, 9, 13].

Первое промышленное месторождение нефти и газа Южное Тано в недрах материкового склона Африки было открыто у побережья Ганы, в Гвинейском заливе глубиной 250 м, еще в 1978 г., когда скв. 1-Экс-Саут Тано фонтанировала 232 тыс. м³/сут газа и 200 т/сут нефти плотностью 865 кг/м³ с глубины 3660 м из песчаников мелового возраста в Нигерийском рифтогенном осадочном бассейне. Южное Тано имеет запасы, равные 11 млн т нефти и 2 млрд м³ газа, но до 1995 г. не разрабатывалось, хотя до берега здесь всего 25 км [1].

В 2007–2009 гг. мористее мыса Кэйп Три Пойнтс пробурены скв. 1-Едуа, 2-Едуа, 1-Мехогени, 2-Мехогени и 3-Мехогени, которые, как думали тогда газонефтеразведчики, открыли два глубоководных газонефтяных месторождения – Мехогени и Едуа, но оказалось, что это одно и то же месторождение. Оно названо Джубили, имеет длину 16,5 км, ширину 8 км и извлекаемые запасы до 286 млн т нефти в песчаниках мелового возраста совокупной толщиной более 600 м. Разработка Джубили уже началась: 19 079 м³/сут нефти и 2 266 тыс. м³/сут газа подаются на судно-ПП, откуда закачиваются в залежи 1700 тыс. м³/сут газа и 36 568 м³/сут воды, а нефть отгружается на челночные танкеры из нефтехранилища ёмкостью 158 990 м³. Джубили открыто в 2007 г. глубоководной (1320 м) скв. 1-Мехогени, которую "Анадарко Петролеум" пробурила на глубину 4203 м, вскрыв 300-метровую нефтегазоносную толщу песчаников мелового возраста с нефтедобывной зоной 95 м.

В 2008 г. выявлено скв. 1-Одум, а в 2009 г. подтверждено бурением и освоением скв. 2-Одум глубоководное (816,5 м) газонефтяное месторождение Одум 18 км восточнее месторождения Джубили. Эти скважины глубиной 2508 и 3000 м вскрыли

182 м высококачественных коллекторских песчаников кампана и дали фонтаны нефти плотностью 956–963 кг/м³ из двух пластов. Скв. 2-Одум, кроме того, встретила водо-нефтяной контакт (ВНК) на 58 м ниже, чем в скв. 1-Одум. Сейчас идёт разведка и оценка нефтяных залежей и подготовка месторождения Одум к разработке.

В 2010 г. обнаружено глубоководное (1878 м) газоконденсатонефтяное месторождение Дзата в сеноман/альбских отложениях Дзатской антиклинали 72 км южнее мыса Кэйп Три Пойнтс. Скв. 1-Дзата встретила нефтегазоносную пачку песчаников толщиной 94 м в интервале глубин 3653–3690 и 3701–3709 м. Первый интервал содержит природный газ и конденсат, а второй дал лёгкую черную нефть. Дзату пока законсервировано.

80 км запад–северо-западнее Дзаты в 2009 г. открыто глубоководное (850 м) нефтяное месторождение Санкофа, где скв. 1-А-Санкофа вскрыла слой газа толщиной 33 м и слой нефти толщиной более 3 м в песчаниках мелового возраста. Тогда же "Туллоу Ойл" пробурила глубоководную (1149 м) поисковую скв. 1-Твенебоа и открыла нефтяное месторождение Твенебоа 128 км западнее Дзаты, 50 км западнее Санкофы, 35 км западнее Одума и 25 км западнее Джубили. Длина Твенебоа 25 км с севера на юг, а нефть залегает на глубине 3748 м в туронских песчаниках с их нефтедобывной зоной толщиной 21 м, где имеется аномально высокое пластовое давление [1, 2, 4, 7, 15].

В общем, пока в Гане есть шесть глубоководных (205–1878 м) месторождений с суммарными начальными извлекаемыми запасами 297 млн т нефти и 2 млрд м³ газа на глубине от 2009 до 4203 м в песчаниках альба, кампана, сеномана и турона, откуда скважины фонтанировали с индивидуальными дебитами от 200 до 665 т/сут нефти и от 35 тыс. до 232 тыс. м³/сут газа.

В Египте до 1990-х гг. добывался только попутный нефтяной газ из материковых газонефтяных месторождений. Сейчас Египет имеет запасы природного газа, равные 2,152 трлн м³. Его добыча приближается к 170 млн м³/сут. Египетские ТЭЦ перешли с нефти на природный газ, потребляя 65% добываемого природного газа. В 2012 г. добы-

ча природного газа достигнет 88 млрд м³. Из них 40 млрд м³ пойдут на внутреннее потребление и 48 млрд м³ – на экспорт. С июля 2008 г. Египет, например, экспортировал 900 млн м³ газа в Сирию и в последующие девять лет будет поставлять туда же по 2,2 млрд м³ ежегодно [5, 9].

80% упомянутых запасов природного газа и 18 глубоководных (250–1200 м) газовых и газоконденсатных месторождений (Абу Сир, Либра, Руби, Рэйвн, Сафир, Северная Гиза, Секвойя, Серпент, Симиэн, Сиэнна, Скараб, Сэффрон, Таурис, Файюм, Эль-Баиг, Эль-Баид, Эль-Кинг и Эль-Макс) находятся в Средиземном море, будучи приуроченными к турбидитным пескам и песчаникам плейстоцена, плиоцена, миоцена и олигоцена дельты Нила. Она и прилегающее глубоководье располагаются между четырьмя крупными тектоническими элементами, из которых главным образом является сочетание выступа кристаллического фундамента (КФ), имеющего вид погребённого хребта и образующего западную границу шельфа мелового времени, система разломов Розетта и система разломов НДОА. Восточнее выявлены глубинно-разломные тектонические блоки юрской и раннемеловой окраин Тетиса и серия седиментационных впадин-бассейнов, прослеженных под дельтой Нила от Западной пустыни до Кипра, на юго-западном краю которого обнажается КФ. Западнее системы Розетта КФ по глубинным разломам постепенно опускается в Геродотов осадочный бассейн, и линия, проходящая от Эль-Аламейна до юго-западной оконечности Кипра, – это граница, восточнее которой выявлена континентальная кристаллическая кора, а западнее – океаническая. Упомянутый хребет КФ обрублен на северо-востоке глубинными разломами и является погребённым краем карбонатного шельфа позднемелового времени. На юге он ограничивает мощную осадочную толщу неогена в дельте Нила с мессинской каменной солью, которая плащеобразно перекрывает все элементы строения подводных недр средиземноморского глубоководья [1, 5].

Месторождение Симиэн открыто в 1999 г. при бурении и освоении скв. 1-Симиэн. Позднее разведочные скв. 2– и 3-Симиэн подтвердили это, проследив его протяже-

ние вдоль главного вреза-канала и вскрыв разные газо-водяные контакты (ГВК), смещающиеся на север. Месторождение Симиэн – это литолого-стратиграфическая ловушка газа, состоящая из периклинального замыкания песчаного тела вдоль северной части месторождения в сочетании с выклиниванием песка на южных окраинах и латеральным выклиниванием канала/вреза вдоль простиранья месторождения. Латеральные экраны и покрывку газовых залежей образуют аргиллиты и глины. Добыча газа здесь началась в 2005 г. и в 2008 г. достигла 19,824 млн м³/сут из восьми скважин. Пористость газоносных песков от 6 до 34,5, в среднем же – от 14,4 до 25,5%. Аналогичное присуще и газовым месторождениям Секвойя, Сэффрон, Скараб и Сиэнна, расположенным рядом друг с другом в море глубиной 800–991 м. Их природный газ залегает на глубине от 2597 до 3000 м и тоже в турбидитных песках плиоцена [5, 9].

В 2000 г. на площади концессии "Северная Александрия", где глубина моря 410 м, выявлено газовое месторождение Таурус, в 2001 г. – газовое месторождение Файюм, которое содержит более 17 млрд м³ природного газа в песках плиоцена, откуда глубоководная (400 м) скв. 1-Экс-Л мористее 35 км побережья Египта фонтанировала из второстепенного алевритистого песка 170 тыс. м³/сут газа и 595 тыс. м³/сут газа из главного плиоценового песка [1, 2].

В 2000–2002 гг. на Западно-Средиземноморской концессии площадью 31 200 км², в дельте Нила, где глубина моря от 450 до 1070 м, открыты газовые месторождения Абу Сир, Эль-Баиг, Эль-Баид, Эль-Кинг, Эль-Макс и газоконденсатное Сапфир. Абу Сир – в 67 км от побережья и обнаружено скважиной, которая на штуцере 15 мм и при трубном давлении фонтанирования 14,7 МПа дала 493 тыс. м³/сут природного газа из перфораций на глубине 2019–2051 м, где залегают толща плиоценовых турбидитных песков Кафр Эль-Шейх. Абсолютно свободный дебит этого газа из скв. 1-Экс-Абу Сир достигал 2560 тыс. м³/сут. В 9 км от месторождений Абу Сир и Эль-Баиг выявлено глубоководное (945,5 м) газовое месторождение Эль-Макс. Его газовая залежь имеет толщину 152,5 м и вскрыта бурением в песках

плиоцена. 60 км мористее побережья и 20 км севернее мелководного газового месторождения Розетта пробурены в море глубиной 450 м скв. 1-, 2- и 3-Сапфир. Первая из них глубиной 2900 м вскрыла газоконденсатную залежь в ранее не разбурившихся песках толщи Сэффрон Чэннел-Си. Сква. 1- и 2-Сапфир фонтанировали соответственно 991 тыс. и 934 тыс. м³/сут газа, а также 175 и 128 м³/сут конденсата. Сква. 3-Сапфир обнаружила газ в двух плиоценовых песках. Толщина газодобывной зоны более 575 м, и это рекорд для Египта. Возле месторождения Сапфир располагается Эль-Кинг с двумя залежами нефти и газа в миоценовых турбидитных песках Абу Мади. Они вскрыты скв. 1-Экс-Эль-Кинг, пробуренной 45 км севернее побережья, в море глубиной 720 м, и фонтанировавшей 325 т/сут нефти плотностью 865 кг/м³ и 34 тыс. м³/сут газа из интервала глубин от 2360 до 2363 м, а также 120 м³/сут конденсата и 878 тыс. м³/сут газа из интервала глубин от 2337 до 2349 м. Американская "Апачи" пробурила в море глубиной 1070 м скв. 1-Экс-Эль-Баид 59 км мористее побережья и 16 км юго-западнее месторождения Абу Сир. Забой этой скважины находится на глубине 2455 м в плиоценовых песках Кафр эль-Шейх. Данные каротажа и о пластовых давлениях свидетельствуют, что газовое месторождение Эль-Баид такое же или лучше, чем Абу Сир [1, 5].

Северо-западнее мелководного газового месторождения Розетта и 40 км мористее побережья глубоководная (650 м) скв. 1-Рэйвн ("Ворон"), фонтанировавшая 1059 тыс. м³/сут газа и 118 м³/сут конденсата из доплиоценовых песков, открыла газоконденсатное месторождение Рэйвн на Северо-Александрийской морской газонефтедобывной концессии [2]. Здесь же и скв. 1-Экс-Либра, пробуренная в море глубиной 450 м, обнаружила газоконденсатное месторождение Либра и из пяти горизонтов плиоценовых песков фонтанировала 632 тыс. м³/сут газа и 22 м³/сут конденсата. Притоки флюида из пластов были ограничены условиями освоения скважины на ПП в открытом море. Газоконденсатопродуктивная зона состоит из пяти залежей. Их запасы не менее 14 млрд м³ природного газа [243]. "Бритиш Петролеум" в 2007 г. обнару-

жила месторождение Северная Гиза с 28,3 млрд м³ природного газа, пробуравив на глубину 2040 м глубоководную (668 м) скв. 1-Северная Гиза и вскрыв здесь, 56 км севернее Александрии, 80-метровую газоносную толщу песков, в которых залегают природный газ и в месторождениях Либра, Таурис и Файюм, а в 2009 г. – глубоководное (920,5 м) газовое месторождение Руби, пробуравив 64 км севернее Александрии скв. 2-Джи-50-Руби-3 на глубину 1958,5 м и вскрыв газодобывную зону в турбидитных песках плиоцена [4, 7, 9, 13].

Главные глубоководные газовые промыслы Египта – это пока Скараб/Сэффрон, Симмиэн/Сиэнна и Сапфир. До 2008 г. здесь осуществлялась первая фаза их разработки, когда в каждом из них было по восемь скважин в море глубиной от 400 до 1200 м. Все скважины подсоединены к одной, общей для всех, ПС, общему контролируемому манифольду и НП в море глубиной 95 м, а затем двумя подводными газопроводами диаметром 588 и 914,4 мм – к терминалу на побережье. Эта инфраструктура снабжена электронной системой контроля и управления скважинами и манифольдами. Она подаёт им сигналы, питает энергией, поставляет в скважины противогазогидратные метанол и гликоль с побережья по двум отдельным подводным трубопроводам диаметром по 101,5 мм. С 2008 г. на этих газопромыслах начала внедряться четвертая фаза их разработки, и теперь в каждом из этих месторождений газ добывается не из восьми, а из 16 скважин [5].

В общем, сейчас на континентальном склоне Африки, в экономической зоне Египта в Средиземном море, имеются 18 глубоководных (250–1200 м) газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. Их суммарные начальные извлекаемые запасы оцениваются не менее 160 млн т нефти с конденсатом и 453 млрд м³ газа на глубине от 1958,5 до 3000 м в турбидитных песках плейстоцена, плиоцена, миоцена и олигоцена. Индивидуальные начальные дебиты первых скважин измеряются от 34 тыс. до 2560 тыс. м³/сут природного газа, от 22 до 175 м³/сут конденсата и от 325 до 1220 м³/сут нефти [1, 2, 5, 9, 13].

У Камеруна не было нефтяных и газовых месторождений на континентальном склоне

Африки в Гвинейском заливе, но в августе 2007 г. там, мористее морского газонефтяного месторождения Белинда, в осадочном бассейне Дуала, открыто первое глубоководное газоконденсатное месторождение "Д". Это сделала компания "Боу Левен", пробуравившая скв. 1-Д, которая вскрыла миоценовые турбидитные песчаники толщиной 23 м и фонтанировала из них 708 тыс. м³/сут природного газа и 222,5 м³/сут конденсата. В ноябре того же года "Ноубл Энерджи" выявила ещё одно газоконденсатное месторождение, названное Йо-Йо, пробуравив в Блоке ПХ-77, где глубина Гвинейского залива 528 м, поисковую скв. 1-Йо-Йо на глубину 2570 м и при опробовании на приток миоценового песка получила из него 878 тыс. м³/сут газа и 52,5 м³/сут конденсата [7, 9, 13].

У Конго (Браззавиль) имеются 12 глубоководных (300–2121 м) месторождений нефти и природного газа (Андромеда Марин, Билондо Марин, Кассиопея Эст Марин, Лианзи, Мобил Марин, Мохо Марин, Мохо Нор Марин, Нкосса, Ориж Нор Марин, Пегас Нор Марин, Персей Нор Эст Марин, Тюркуаз Марин) на расстоянии от 60 до 200 км от атлантического побережья Африки. Первым из них ещё в 1984 г. было открыто и через 12 лет введено в разработку месторождение Нкосса, где нефть и газ залегают на глубине 3000 м под водами Атлантики глубиной от 150 до 300 м. Добыча нефти из турбидитных третичных песков началась по временной схеме на уровне 4770 м³/сут в 1996 г. и по стационарной схеме на уровне 19 079 м³/сут нефти в 1998 г. Плотность нефти измеряется от 825 до 835 кг/м³. Её запасы равны 80 млн т. Разработка Нкоссы ведётся ПС и двумя ПП. В 3 км от последних, где глубина океана 170 м, установлена баржа. Она связана трубопроводом с обеими ПП и служит нефтехранилищем. В 1995 г. западнее 14,5 км Нкоссы было выявлено глубоководное (800 м) месторождение Мохо Марин при опробовании скв. 1-Мохо Марин, которая на штуцере 11 мм фонтанировала 350 и 550 м³/сут нефти из двух разных горизонтов третичных турбидитных песчаников. Другие скважины тоже глубиной 2500–3000 м фонтанировали по 800 и 1080 м³/сут нефти из её начальных извлекаемых запасов около 85 млн т. Скв. 1-Билондо Марин, пробурен-

ная 16 км юго-западнее Нкоссы, в Атлантике глубиной 535 м, прошла 26 м нефтеносных третичных песков двух разных горизонтов и фонтанировала 1360 м³/сут нефти совокупно из них через трубный пластоиспытатель с глубины 1678 м, открыв нефтяное месторождение Билондо Марин. А 200 км юго-западнее Пуант Нуар, в Атлантике глубиной 1893 м, тогда же обнаружено нефтяное месторождение Андромеда Марин. Скв. 1-Андромеда Марин вскрыла здесь 250 м эффективно нефтенасыщенной зоны в третичных турбидитных песчаниках Нижнеконголезского осадочного бассейна в интервале глубин от 1750 до 2000 м и фонтанировала оттуда 1113 м³/сут высококачественной нефти [1].

В 2004 г. открыты Лианзи и Пегас Нор Марин. Первое на паях 50:50% разведывали и разрабатывают Конго и Ангола, поскольку оно равновелико находится по обе стороны границы между этими государствами. Глубоководная (909 м) скв. 1-Лианзи вскрыла два нефтеносных пласта песчаников в миоцен/олигоценовой толще и при их испытании на приток дала 795 м³/сут нефти плотностью 825 кг/м³ на штуцере 16 мм. А французская "Тоталь", разведующая в Атлантике участок Мэр Трэ Профон Зюд площадью 5000 км², что 200 км юго-западнее Пуант Нуар, открыла там глубоководное (2000 м) нефтяное месторождение Пегас Нор Марин в результате испытания скважины, фонтанировавшей 2283 м³/сут нефти с глубины 3622 м из третичных песков [11].

В 2006 г. "Тоталь" сообщила об открытии глубоководного (601 м) нефтяного месторождения Ориж Нор Марин в Блоке Мэр Трэ Профон Зюд, что 180 км юго-западнее побережья. Здесь поисковая скв. 1-Ориж Нор Марин при испытании на приток турбидитных миоценовых песков дала с глубины 1028 м фонтан нефти дебитом 790 м³/сут. В том же году было выявлено здесь, где глубина Атлантики около 600–900 м, и нефтяное месторождение Мобил Марин, согласно данным по скв. 2-Мобил Марин.

А в течение 2007 г. в Мэр Трэ Профон Зюд были обнаружены и начали разведываться три нефтяные месторождения – Персей Нор Эст Марин, Кассиопея Эст Марин и Мохо Нор Марин. Первое из них вскрыто в Атлантике глубиной 2121 м скважиной, ко-

торая на глубине 4113 м дала мощные нефтяные фонтаны из шести нефтедобывных зон в турбидитных песках миоцена. Второе обнаружено глубоководной (2000 м) скв. 1-Кассиопея Эст Марин глубиной 3302 м, давшей 890 м³/сут нефти при испытании на приток песков и песчаников миоцена 170 км мористее побережья. Третье же открыто глубоководной (1000 м) скв. 1-Мохо Нор Марин, пробуренной на глубину 2645 м на расстоянии 80 км от берега и встретившей слой нефти толщиной 140 м в песчанике верхнего миоцена. Скв. 2-Мохо Нор Марин вскрыла на глубине 2340 м другой нефтедобывной объект из двух верхнемиоценовых песчаных горизонтов, перекрывающих тот, что в скв. 1-Мохо Нор Марин, и имеющих нефтяной слой толщиной 78 и 22 м, соответственно. В 2008 г. в Мохо Нор Марин пробурена скв. 3-Мохо Нор Марин и в 2009 г. – оконтуривающая глубоководная (1079 м) скв. 4-Мохо Нор Марин. Последняя 75 км мористее побережья на глубине 4242 м вскрыла нефтяную залежь толщиной 163 м в альбской песчаниковой толще "Ф" и фонтанировала оттуда 1288 м³/сут нефти на штуцере 20,6 мм. "Тоталь" заявила, что в месторождении есть шесть нефтяных залежей друг под другом и что в третичных песчаниках, а также в "Альбе-А", "-Б" и "-Ф" имеются значительные запасы нефти. С 2008 г. "Тоталь" начала добывать нефть и газ в месторождениях Билондо Марин и Мохо Марин, бурила в них новые скважины и готова там вывести газонефтедобычу из 14 скважин в 2010–2012 гг. на уровень 14 309 м³/сут НЭ. А глубоководная (1612 м) скв. 1-Тюркуаз Марин глубиной 3678 м, открывшая в 2009 г. нефтяное месторождение Тюркуаз Марин в 24 км от месторождения Азурит, что в территориальных водах Конго (Киншаса), вскрыла нефтедобывную зону миоценовых песчаников толщиной 41,5 м. Сейчас эта зона разведывается, оценивается и ждет составления технологической схемы нефтегазодобычи [1, 2, 4, 7, 11].

В общем, континентальный склон Африки в прибрежье Конго (Браззавиль) характеризуется наличием 12 глубоководных (300–2121 м) нефтяных месторождений, содержащих более 180 млн т нефти плотностью от 825 до 835 кг/м³ на глубине от 1028 до 4242 м в турбидитных песчаниках и песках

миоцена, олигоцена и альба, откуда скважины фонтанируют с индивидуальными начальными дебитами от 350 до 2283 м³/сут нефти.

Подводные недра Мэр Трэ Профон Зюд промышленно нефтегазоносны и в глубоководном прибрежье Конго (Киншаса), где в Атлантике глубиной 1372 м и 128 км мористее побережья пока имеется только одно газонефтяное месторождение Азурит Марин. Его запасы оцениваются 55 млн т НЭ (в том числе не менее 10,5 млн т нефти), а добыча в 2009 г. достигла своего пика, определяющегося 6360 м³/сут нефти и 510 тыс. м³/сут природного газа, которые поступают из 10 скважин на ПП с нефтехранищем ёмкостью 205 тыс. м³. Это месторождение открыто в 2005 г. глубоководной (1372 м) скв. 1-Азурит Марин, вскрывшей газонефтедобывную зону песчаников толщиной 49 м в нижнем миоцене и фонтанировавшей из них 1272 м³/сут нефти [1, 2, 9, 11, 13].

В Кот д'Ивуар первое глубоководное газонефтяное месторождение Эспуар открыто в 1979 г. на расстоянии 20 км от берега в турбидитных песчаниках нижнего мела с начальными извлекаемыми запасами 13 млн т нефти и 5 млрд м³ газа на глубине от 1800 до 2136 м ниже уровня моря. Одна треть Эспуар располагается на шельфе, а две трети там, где глубина Гвинейского залива более 200 м. Разработка Эспуар началась в 2002 г. одной скважиной, фонтанирующей 1351 м³/сут нефти, которая подавалась по райзеру на ПП, получающую, хранящую и отгружающую нефтедобычу на челночные танкеры. К 2003 г. здесь же пробурено и освоено ещё семь скважин, которые стали давать 4770 м³/сут нефти и 850 тыс. м³/сут попутного нефтяного газа, в качестве топлива идущего в Абиджан на электростанцию [1].

Сейчас Кот д'Ивуар имеет шесть глубоководных (200–930 м) месторождений нефти и природного газа – Жаквийэ, Май, Манта, Фокстрот, Эспуар и Южное Акажу. Первое из них является газонефтяным и выявлено в 1980 г. скв. 1-Жаквийэ 56 км юго-западнее Абиджана, где глубина Гвинейского залива 366 м. Эта скважина вскрыла шесть газонефтяных залежей друг под другом в песчаниках альба на глубине от 2009 до 2153 м и фонтанировала оттуда от 35 тыс. до 65 тыс. м³/сут газа и от 390 до 665 м³/сут нефти. Глубоководное (930 м) нефтяное Южное Акажу обна-

ружено 24 км мористее побережья скв. 1-Экс-Акажу глубиной 2448 м. В 2003 г. она вскрыла нефтедобывную зону песчаников альба толщиной более 76 м и фонтанировала из них 556 м³/сут нефти плотностью 860 кг/м³ и похожей на нефть Эспуар. В 1981 г. бурением в Гвинейском заливе найдено газовое месторождение Фокстрот, четверть которого находится в заливе глубиной более 200 м. Природный газ Фокстрота залегает в верхнеальбских песчаниках на глубине от 2100 до 2503 м. Сейчас Фокстрот даёт около 2,266 млн м³/сут природного газа. В 2006 г. обнаружены в этом же заливе глубиной 400 м газоконденсатное месторождение Май и газовое Манта. Первое из них выявила скв. 1-Май 5 км южнее месторождения Фокстрот, вскрыв песчаники альба и на штуцере 25,4 мм фонтанируя из них 906 тыс. м³/сут газа и 40 м³/сут конденсата. Толщина залежи 135 м. Газовое Манта находится неподалёку от Май и ещё разведывается [1, 2, 7, 9, 13].

Недра континентального склона Африки в Средиземном море нефтегазоносны у побережья не только Египта, но и мористее Ливии. Первое там глубоководное (207–220 м) нефтяное месторождение Бенгази-море было открыто в 1985 г. у берегов Киренаики, недалеко от Бенгази, в результате бурения и освоения скв. 1-НСи-120. Имея глубину 3627 м и вскрыв трёхпластовую толщу верхнемеловых песчаников, эта скважина с глубины 2438 м фонтанировала 837 м³/сут нефти плотностью 845 кг/м³. Начальные извлекаемые запасы этого месторождения почти 65 млн т [1]. Восточнее Триполи и 56 км мористее побережья в 2008 г. "Хэсс Корп." обнаружила глубоководное (856 м) месторождение Арус Эль-Бахар, где продуктивная толща имеет сводную мощность 152,5 м, представлена карбонатами мелового возраста и дала приток 766 тыс. м³/сут природного газа и 84,5 м³/сут конденсата на штуцере 20,6 мм при опробовании 91,5-метрового интервала перфорации трубным испытателем пластов [6]. В общем, Ливия имеет два глубоководных (207–856 м) месторождения газа, конденсата и нефти в песчаниках и карбонатах эоцена и мела, а запасы нефти в них около 65 млн т.

У Мавритании сейчас 10 глубоководных (305–2250 м) месторождений, в том числе четыре глубоководных (800–1380 м) нефтя-

ных (Лабейдна, Тиоф, Шингэтти, Эгрэт), пять глубоководных (305–2000 м) газонефтяных (Банда, Курбан, Пеликан, Тэвэт, Фокон) и одно глубоководное (2250 м) газовое месторождение (Фламан). Они располагаются в прибрежной полосе длиной 536 км, глубиной до 2500 м, шириной от 105 до 200 км, где подводные недра сложены отложениями плейстоцена, неогена, палеогена и мезозоя, осложнёнными галокинезом, разломами, стратиграфическими и угловыми несогласиями, фациальными изменениями и метаногидратной оледенелостью придонной осадочной толщи [2, 4, 8, 9].

Газонефтяное глубоководное (305 м) месторождение Банда, открытое в 2002 г., содержит 34 млрд м³ природного газа газовой шапки высотой 110 м и 47 млн т нефти в виде оторочки толщиной 24 м в миоценовых песках ископаемой промоины-каньона. Банда – 96 км мористее побережья и 72 км юго-западнее Нуакшота. Годом раньше было выявлено глубоководное (790 м) газонефтяное месторождение Курбан с запасами 25–34 млн т НЭ в миоценовых турбидитных песках. 90 км западнее побережья и 14 км юг–юго-западнее месторождения Шингэтти в 2005 г. открыто глубоководное (1266 м) месторождение Лабейдна, где нефть залегают в тонких миоценовых песках сводной толщиной 116 м.

В 2005 г. северо-восточнее Шингэтти выявлено глубоководное (466–488 м) месторождение Тэвэт. Над его нефтяной залежью толщиной 44 м вскрыта газовая шапка высотой 68 м. Запасы Тэвэт оцениваются не менее 6,5 млн т НЭ и залегают в миоценовых песках на глубине от 2515 до 2675 м, а также в песках мелового возраста на глубине 2785 м и более. Высота газовой шапки в мелу равна 1,5 м, а толщина слоя нефти – от 8 до 37 м. Тэвэт находится в 7 км от Шингэтти, что позволит подсоединить его скважины к инфраструктуре последнего. В 2003 г. обнаружено 25 км севернее Шингэтти глубоководное (1080 м) месторождение Тиоф с запасами нефти и газа 46 млн т НЭ в турбидитных песках миоцена. Одна из скважин здесь вскрыла газовую шапку высотой 49,5 м у залежи нефти толщиной 38,5 м, а разведочная скважина фонтанировала 1971,5 м³/сут нефти и 311,5 тыс. м³/сут газа. С 2010 г. Тиоф даёт 11 925 м³/сут нефти.

Глубоководное (800 м) нефтяное месторождение, выявленное 80 км юго-западнее Нуакшота, 79 км мористее побережья, названное Шингэтти и введённое в разработку в 2006 г., стало давать 11 925 м³/сут нефти с 2010 г. из шести эксплуатационных скважин при пяти водонагнетательных и одной газонагнетательной. Запасы нефти, оценённые 16,5 млн т, залегают в миоценовых песках на глубине 2622 м.

Самым крупным глубоководным (1700 м) газонефтяным месторождением в прибрежье Мавритании, открытым в 2003 г., является Пеликан, что 180 км северо-западнее Нуакшота и 150 км север–северо-западнее Шингэтти. Это месторождение характеризуется газонефтедобывной зоной из песков палеоцена и верхнего мела общей толщиной 364 м, и скв. 1-Пеликан глубиной 3825 м вскрыла в интервале 3400–3825 м прекрасные коллекторские пески палеоцена, где на долю нефтяной залежи приходится 125 м и на долю её газовой шапки – 300 м. А самым северным и самым глубоководным (2250 м) мавританским газовым месторождением является Фламан, открытое в 2006 г. на расстоянии 385 км северо-западнее Нуакшота и 205 км мористее побережья при освоении скв. 1-Фламан глубиной 3276 м. Вскрыв на глубине 2112 м кровлю главного поискового объекта, т. е. карбонатов мела толщиной 1150 м, скв. 1-Фламан установила, что эти карбонаты "сухие" и что газоносными оказались домеловые пески, запасы которых оцениваются более 170 млрд м³ природного газа.

"Дэйна Петролеум" в 2005 г. пробурила скв. 1-Фокон глубиной 3676 м и обнаружила 60 км мористее берега и 145 км южнее месторождения Лабейдна глубоководное (более 2000 м) газонефтяное месторождение Фокон, где имеются от 5,6 до 11,2 млрд м³ газа в двух меловых песчаных телах толщиной 13 и 82 м. Эта скважина получила приток газа из песчаника нижнего кампана, выклинивающегося вверх по восстанию пластов у соледиапира. А в 2006 г. "Дэйна Петролеум" пробурила в Атлантике глубиной 1380 м скв. 1-Эгрэт глубиной 4927 м и открыла месторождение Эгрэт с нефтью в песчаниках мелового возраста [4, 8, 9].

Таким образом, в Атлантике у побережья Мавритании имеются 10 глубоководных

(305–2250 м) месторождений нефти, конденсата и природного газа с запасами 215 млрд м³ природного газа, 63,5 млн т нефти и, сверх этого, ещё 86,5 млн т в виде НЭ. Залежи, содержащие их, приурочены к пескам миоцена и мела на глубине от около 2100 до 4927 м, откуда скважины фонтанируют с индивидуальными начальными дебитами до 1971,5 м³/сут нефти и 311,5 тыс. м³/сут природного газа.

В 2010 г. появилось первое газовое месторождение Уиндджаммер на континентальном склоне Африки и в Индийском океане, когда американская "Анадарко Петролеум" пробурила глубоководную (1464 м) скв. 1-Уиндджаммер глубиной 5520,5 м в Мозамбикском проливе, 48 км восточнее побережья Мозамбика и немного южнее его границы с Танзанией. Газодобывная зона толщиной 146 м вскрыта в пачке третичных песков толщиной 366 м в интервале глубин 3904–4270 м. Это мозамбикское месторождение находится в осадочном бассейне Равума, разведется, оценивается и готовится к вводу в разработку. 80 км юг–юго-восточнее ожидает поискового бурения глубоководная площадь Кольер тоже в Мозамбикском проливе [10].

В 2009 г. обнаружено и первое в Намибии глубоководное (1000 м) газовое месторождение Кунене, о котором министр горной промышленности и энергии этой страны заявил следующее. Кунене выявила скв. 1-Кунене глубиной 5052 м. На глубине от 4698 до 4748 м вскрыта пачка песчаников альба и апта с природным газом, запасы которого оценены 396,5 млрд м³. Коллекторские свойства газодобывных песчаников невысокие в связи с локальным проявлением магматизма неподалёку от скважины. На условиях долевого участия её бурила, каротировала и испытывала на приток с бурового судна "Дип Венча" (бывш. "Валентин Шашин") группа компаний – российская "Синтезнефтегаз" (Москва, 70%), "ЭнерГалф Рисосис" (10%), "Петро" (10%), государственная намибийская "Намкор" (7%) и московский филиал "Шлюмберге" (3%). К сожалению, во время освоения этой скважины произошли технические осложнения, погубившие её. Кстати, южнее Кунене располагается ещё не разбуренная, перспективная на нефть и газ антиклиналь, подго-

товленная по альбу и апту сейсморазведкой и простирающаяся с запада на восток в недрах под площадью, которая ограничена изобатами 1000 и 2000 м [13].

У Нигерии сейчас есть более 20 глубоководных (305–2479 м) месторождений газа, конденсата и нефти, находящихся под дном Гвинейского залива в третичных и меловых турбидитных и дельтовых песках и песчаниках Бенинского и Нигерийского осадочных бассейнов. Это – Або, Агбами, Адже, Акпо, Апаро, Бобо, Болия, Бонга, Доро, Икиджа, Нголо, Ннва, Ннсико, Ойо, Усан, Эгина, Эра, Этан, Юг, Югозападное Бонга и Юкот/Того.

Глубоководное (1464 м) газонефтяное месторождение Агбами открыто в 1999 г. и подтверждено в 2000 г. благодаря бурению и освоению скв. 1– и 2-Агбами 112 км мористее побережья Нигерии и 350 км юго-восточнее Лагоса. Разработка Агбами с помощью ПС и ПП началась в 2004 г., давая 25 500 т/сут нефти из её запасов, равных около 140 млн т на площади 180 км² в пяти горизонтах мел/палеогеновых песчаников толщиной 163 м. Сква. 1– и 2-Агбами глубиной соответственно 4624 и 4783 м имели начальные дебиты 1400 и 2000 м³/сут нефти плотностью 802 кг/м³ [1]. В 2009 г. Агбами выведено на пик нефтегазодобычи и даёт 39 750 м³/сут нефти и 12,745 млн м³ газа на судно-ПП с нефтехранилищем ёмкостью 365 тыс. м³. Суммарные затраты на открытие и полное освоение Агбами обошлись \$5,4 млрд [9].

Разведется и готовится к разработке глубоководное (549–1525 м) газоконденсатонефтяное месторождение Адже, находящееся в Бенинском бассейне 64 км юго-западнее Лагоса и 125 км севернее ближайших нефтяных месторождений третичной дельты р. Нигер. Адже выявлено в 1996–1997 гг. двумя наклонными скважинами отдалённого достижения: их устья – в Гвинейском заливе глубиной 91,5–100 м, а их забои располагаются там, где глубина этого залива 549 м. Нефть, газ и конденсат Адже залегают в песках турона и сеномана. Сква. 1-Адже дала 380 м³/сут лёгкой нефти из нефтяной оторочки толщиной 11 м, 1699 тыс. м³/сут газа и 275 м³/сут конденсата из газовой шапки высотой 48 м. Сква. 2-Адже подтвердила наличие этой залежи в туроне и обнаружила нефть и газ в более глубокой

сеноманской толще, фонтанируя из нее 515 м³/сут нефти плотностью 806 кг/м³ и 190 тыс. м³/сут газа с глубины 2044–2440 м. Обе скважины пробурены на погружении антиклинали. Вверх по восстанию сейсмической подготовлена площадь 4800 га, и здесь, на воде, будет пробурена скв. 3-Адже [2].

Извлекаемые начальные запасы глубоководного (1390 м) газоконденсатонефтяного месторождения Акпо, открытого в 2000 г., равны 74 млн т нефти/конденсата плотностью 750–777 кг/м³ и 28,3 млрд м³ газа, откуда 44 скважины дают 27 825 м³/сут нефти/конденсата и 15 млн м³/сут газа на судно-ПП с хранилищем нефти/конденсата ёмкостью 317 980 м³. Поиски, разведка и освоение Акпо потребовали \$2,3 млрд. В 2009 г. оно выведено на пик нефтегазодобычи упомянутого уровня. 9 млн м³/сут добываемого газа подаются на завод СПГ, что на о-ве Бонни, по подводному газопроводу высокого давления и длиной 110 км. С 2009 г. в Акпо действуют 44 скважины, в том числе 22 газоконденсатные, 20 водо- и две газонагнетательные. 6 млн м³/сут газа закачиваются обратно в пласты третичных песчаников на глубине от 2500 до 3200 м [9]. Неподдалёку от Акпо, в Гвинейском заливе глубиной 1280 м, разрабатываются нефтегазовые глубоководные месторождения Ннва и Доро, характеризующиеся общими начальными извлекаемыми запасами 16,85 млн т нефти и 283 млрд м³ газа. В Ннва – 12 млн т нефти и 42,5 млрд м³ газа. Готовится к разработке глубоководное (1302 м) нефтяное месторождение Апаро, открытое и подтвержденное бурением и освоением в 2002–2003 гг. скв. 1-, 2- и 3-Апаро глубиной от 3530 до 3660 м, которые вскрыли мощный песок, насыщенный только нефтью, и глубоководное (1730 м) газонефтяное месторождение Ннсико, выявленное скв. 1-Ннсико. Имея глубину 4260 м и вскрыв нефтегазодобывную зону в многопластовой толще песков, она фонтанировала 1033 м³/сут высококачественной нефти только из одного пласта и при специально ограниченных технологических условиях. Успешно разрабатывается неподалёку и месторождение нефти и газа Нгола, открытое в Гвинейском заливе глубиной 793 м еще в 1997 г. [1].

В 2005 г. "Шелл" обнаружила в Гвинейском заливе самое глубоководное (2479 м)

здесь месторождение Бобо, пробуравив на глубину 5173 м скв. 1-Экс-Бобо, вскрывшую более 140 м нефтегазоносных песков, и глубоководное (1720 м) месторождение Этан, где скв. 1-Экс-Этан глубиной 4574 м прошла 120-метровую толщу нефтегазоносных песков. В декабре 2009 г. глубоководное (400 м) месторождение Ойо, что 75 км мористее побережья Нигерии, начало давать 3975 м³/сут нефти из двух скважин при одной водонагнетательной и одной газонагнетательной. Нефтегазодобыча принимается ПП-судном "Армада Пердана", которое имеет нефтехранилище ёмкостью 159 тыс. м³, может подготавливать к отгрузке на танкеры около 6360 м³/сут нефти, отгружать нефть на них и закачивать излишки газа обратно в залежь. Месторождение Болия вскрыто скв. 1-Экс-Болия глубиной 3680 м под водами Гвинейского залива глубиной 1098 м. Эта скважина фонтанировала 954 м³/сут нефти из мел/третичных песчаников [1], а скв. 1-Усан, обнаружившая месторождение Усан 96 км мористее нигерийского побережья, в заливе глубиной 705 м, дала из тех же песчаников 795 м³/сут нефти с глубины 2727 м. Разведка этого месторождения выполнена семью скважинами: скв. 7- и 8-Усан прирастили нефтесборную площадь месторождения на восток от скв. 1-, 2-, 3- и 4-Усан, а скв. 5- и 6-Усан – на запад, и глубоководная (850 м) 5-Усан фонтанировала 922 м³/сут нефти при специальном ограничении её дебита. В 2011 г. глубоководное (705–850 м) Усан выведено на пик разработки в 25 440 м³/сут нефти и 4,956 млн м³/сут газа. Освоение Усана обошлось \$2 млрд, его запасы равны 68,5 млн т, работают 42 скважины (23 нефтяные, 19 водо- и газонагнетательных), нефть принимается ПП-судном с нефтехранилищем ёмкостью 317 980 м³.

Глубоководное (1500 м) газонефтяное месторождение Эгина, что 150 км мористее побережья Нигерии и в 20 км от месторождения Акпо, имеет пять скважин, пробуренных и опробованных в 2003–2007 гг., и выглядит многообещающе: все скважины встретили слой нефти толщиной от 60 до 80 м в песках миоцена. Опробования скв. 5-Эгина предполагают, что её дебит мог бы достигать 1910 м³/сут нефти, и с 2012 г. Эгина выходит на пик газодобычи 5,665 млн м³/сут [9].

Извлекаемые запасы нефти месторождения Эра, открытого 160 км юго-восточнее Лагоса, в заливе глубиной 1200 м, оцениваются до 140 млн т. В 2005 г. оно с помощью ПС и ПП-судна, способного хранить до 350 тыс. м³ нефти и отгружать её на челночные танкеры, введено в разработку с нефтедобычей 16 235 м³/сут. А 112 км мористее нигерийского побережья и 145 км северо-северо-восточнее Эры открыто в 2006 г. глубоководное (1264 м) нефтяное месторождение Юг скважиной, пробуренной на глубину 5133 м и встретившей более 91,5 м нефтесодобивной зоны песчаников, из которых Эра уже даёт 23 850 м³/сут нефти.

Глубоководное (1302 м) нефтяное месторождение Юго-западное Бонга, открытое в 2003 г., и газонефтяное месторождение Бонга, в 1995 г. обнаруженное в Атлантике глубиной 1100 м, содержат по 140 млн т нефти в третичных и меловых турбидитных песчаниках на глубине до 3000–4500 м. Оба месторождения разрабатываются с помощью аналогичных, в общем, ПС и ПП. Бонга даёт 35 775 м³/сут нефти плотностью 876 кг/м³ и 4,248 млн м³/сут природного газа с площади 60 км² и является вторым по счёту глубоководным месторождением Нигерии, выведенным "на поток" в 2005 г. Первым было нефтяное месторождение Або, начавшее в 2003 г. разрабатываться. Бонга имеет 16 нефтесодобивных и водонагнетательных скважин. Нефтедобыча поступает на судно-ПП с нефтехранилищем на 317 980 м³ и плавучим одноточечным бумом, находящимся в 2,3 км от судна-ПП и отгружающим нефть на танкеры. Попутный же газ подается по подводному газопроводу длиной 268 км и диаметром 812,8 мм на берег, на завод по производству СПГ для экспорта [1]. В осадочной толще подводной части дельты р. Нигер также разрабатывается с помощью ПС и ПП глубоководное (793 м) газонефтяное месторождение Юкот/Того. В 2010 г. оно выведено на пик нефтегазодобычи. Поиски, разведка и разработка этого месторождения обошлись \$4 млрд [1, 9].

В общем, в нигерийском глубоководье (305–2479 м) сейчас есть 21 месторождение нефти, конденсата и газа. Их суммарные начальные извлекаемые запасы оцениваются 1137 млн т нефти с конденсатом и 311,3 млрд м³ горючего газа на глубине от

2044 до 5357 м в турбидитных песчаниках миоцена, палеогена и мела (турон и сеноман), откуда скважины фонтанировали индивидуально от 190 тыс. до 1699 тыс. м³/сут газа, 275–777 м³/сут конденсата и от 380 до 1033 м³/сут нефти [1, 2, 9, 13].

Первое глубоководное (1720 м) нефтегазовое месторождение Обо появилось у Сан-Томе и Принсипе в 2006 г. Это месторождение находится 20 км южнее нигерийских глубоководных месторождений Акпо и Эгина, 304 км севернее г. Сан-Томе и 200 км южнее нигерийского Порт-Харкурта, где пробурена скв. 1-Обо. Она вскрыла нефтегазодобывную зону, имеющую толщину 46 м и состоящую из многих высокопористых песчаников [12].

В Сьерра-Леоне не было добычи нефти и природного газа из-за отсутствия их месторождений до бурения, каротажа и испытаний на приток глубоководной (1799,5 м) поисковой скв. 1-Б. Она имеет забой на глубине 5642,5 м в 88 км от морской границы с Либерией, вскрыла много пластов мелового возраста песчаников и песков подводного конуса выноса осадков, где верхняя их часть толщиной 14 м является газонефтесодобивной, и открыла первое газонефтяное месторождение Венера в 2009 г. Ранее в прибрежье Сьерра-Леоне было пробурено девять "сухих" скважин [14].

Тунис имеет только одно глубоководное (250 м) нефтяное месторождение Тазерка. Оно выявлено в 1979 г. скв. 1-Космос и 1-Тазерка, фонтанировавшими соответственно по 250 и 280 т/сут нефти плотностью 870 кг/м³ с глубины от 1280 до 1350 м из миоценовых песчаников и известняков. "Шелл" пробурила на этой средиземноморской площади ещё четыре удачные скважины, и с 1982 г. здесь, юго-западнее о-ва Пантеллерия, стали добывать 1,59 млн т/год нефти [1]. Тазерка находится в Сицилианском проливе, а северо-западнее о-ва Пантеллерия, в море глубиной 400 м, в 2010 г. введена в нефтегазоразведку Самбука одна из самых крупных (60 км²) антиклиналей в подводных недрах Средиземного моря. Её суммарный нефтегазовый потенциал оценивается около 40 млн т НЭ. Главным поисковым объектом считается миоценовый песчаник Бирса, залегающий на глубине 1440–1500 м. Другие же поисковые объекты Самбуки – это

миоценовый песчаник Айн Граб и мелового возраста песчаник Абиод на глубинах до 2500 м [13].

Континентальный склон Африки является промышленно газонефтеносным и в Экваториальной Гвинее возле о-ва Биоко, и в прибрежье её материкового анклава Рио-Муни. Об этом свидетельствуют открытие и освоение в Гвинейском заливе девяти глубоководных (626–1692 м) месторождений нефти и природного газа Аком, Бенита, Иоланда, Ликош, Овенг, Окуме, Сейба, Фортуна и Эбано. Ликош и Фортуна – газовые месторождения, Бенита и Иоланда – газоконденсатные, Аком – газонефтяное, Овенг, Окум, Сейба и Эбано – нефтяные.

Сперва глубоководное нефтегазопищевое бурение обнаружило месторождение Сейба. Это случилось в 1999 г. при испытании на приток скв. 1-Мбини, давшей фонтан нефти дебитом от 1700 до 2740 т/сут из миоцен/плиоценовых турбидитных песков и песчаников Ква Ибоэ с глубины 2958 м. Эта скважина пробурена в Гвинейском заливе глубиной 671 м и 35 км мористее анклава Рио-Муни, что между Габоном и Камеруном. В этом же заливе глубиной 626 м и 16 км северо-восточнее Сейбы осваивается месторождение Эбано с нефтью плотностью 842 кг/м³ в песках и песчаниках Ква Ибоэ, эффективно нефтенасыщенная толщина которых равна 55 м на глубине от 2278 до 2366 м. Аналогичная же нефть добывается в глубоководных месторождениях Аком, Овенг и Окуме, где она залегает также в песках и песчаниках Ква Ибоэ пористостью 30% [1].

Глубоководное (878–952 м) газоконденсатное месторождение Бенита открыто скв. 1-1-Бенита, пробуренной 21 км восточнее о-ва Биоко, где глубина залива 878 м, и скв. 1-2-Бенита, пробуренной на глубину 3227 м в 42 км восточнее о-ва Биоко, где глубина залива 952 м. Газоконденсатная залежь здесь имеет длину 21 км с запада на восток и вскрыта в высококачественных коллекторских песках миоцена толщиной от 41 до 45 м, откуда и скв. 1-1-Бенита, и скв. 1-2-Бенита фонтанировали по 971 тыс. м³/сут газа и по 165 м³/сут конденсата. Газоконденсатное месторождение Иоланда выявлено в Гвинейском заливе глубиной 897 м при опробовании скв. 1-3-Иоланда, которая имеет глубину 2892 м, вскрыла миоценовый

песчаник толщиной 14 м и фонтанировала из него 1019 тыс. м³/сут природного газа и 59 м³/сут конденсата. Два чисто газовых месторождения, Ликош и Фортуна, выявлены 144 км юго-западнее о-ва Биоко при испытании на приток в колонне скв. 1-Р-3-Ликош и скв. 1-Р-2-Фортуна. Первая из них, пробуренная в Гвинейском заливе глубиной 1547 м и имеющая забой на глубине 2438 м в турбидитных песчаниках миоцена, вскрыла газовую залежь толщиной более 30 м. А скв. 1-Р-2-Фортуна глубиной 3402 м пробурена в заливе глубиной 1692 м и обнаружила газодобывную зону толщиной 23 м в тех же песчаниках с пористостью до 35% [4].

В условиях залегания нефти и газа важным является здесь следующее. Галокинез в разрезе осадочного бассейна Рио-Муни, в котором находятся все месторождения нефти и газа Экваториальной Гвинеи, отсутствует, и аптская каменная соль залегает пластообразно, что способствовало образованию гравитационных оползней-рафтов, сложенных отложениями верхнего апта, альба, сеномана и турона, осложнённых разломами и имеющих вид надвинутых друг на друга блоков на "постели" из пласта каменной соли апта, несогласно залегающего на континентальном КФ, а мористее – на протоокеаническом и океаническом КФ. Вкрест простирания осадочной толщи длина этих оползневых блоков (рафтов) достигает нескольких десятков километров. Над рафтами залегает со стратиграфическим и угловым региональным несогласием осадочная толща маастрихта и палеогена, что с таким же несогласием перекрывается толщей неогена, плейстоцена и современных осадков. Эоцена и олигоцена нет. Оползни во время седиментации обусловили появление олистостром в разрезах сенона, нижнетретичного и до среднего миоцена, например, в районе нефтяного месторождения Сейба. Они увеличивают количество литолого-стратиграфических экранов-выклиниваний, а рельеф кровли олистостромы благоприятствует появлению в вышележащей осадочной толще антиклиналеобразных структур плащевидного облекания [1].

Коллекторами нефти и газа как в бассейне Рио-Муни, так и в подводных частях дельт Замбези, Кванза, Нигера, Нила, Оранжевой и других центрах седиментации на

шельфе и материковом склоне Африки являются турбидитные песчаники, отложенные в гигантских ископаемых каньонах неогенового возраста. В бассейне Рио-Муни – это Алба, Азурита, Изонгу и Эдоп/Зафиру, которые простираются с севера (с шельфа) на юг (континентальный склон). Каньон Алба имеет длину от 60 до 100 км и ширину от 5 до 30 км. Азурита и Изонгу характеризуются длиной от 90 до 100 км и шириной от 10 до 35 км, а у каньона Эдоп/Зафиру длина 75 км, ширина 30 км на шельфе, 5,5 км на континентальном склоне и гигантское (165 млн т) нефтяное месторождение Зафиру. Сейчас – это комплекс из ранее считавшихся самостоятельными месторождений Джейд, Зафиру, Опалу Восточное, Руби, Серпентина и Топасиу, где глубина Гвинейского залива изменяется от 30,5 м на севере (Опалу Восточное) до 125 м и более на юге (Топасиу). Суммарные начальные извлекаемые (доказанные) запасы нефти в Зафиру равны 165 млн т, а её добыча из 82 скважин с помощью ПС, НП и ПП достигла 47 700 м³/сут. В каньоне Изонгу находится ещё одно мелководное гигантское (138 млн т НЭ) газонефтяное месторождение Алба [1, 2, 4, 9, 13].

Таким образом, Экваториальная Гвинея имеет девять глубоководных (626–1692 м) месторождений нефти и газа на глубине от 1525 до 3402 м в миоценовых турбидитных песках и песчаниках, откуда скважины фонтанируют индивидуально от 971 тыс. до 1019 тыс. м³/сут газа, от 59 до 165 м³/сут конденсата и от 1700 до 2740 т/сут нефти. Их запасы пока не опубликованы.

В общем, на континентальном склоне Африки в Атлантике, Индийском океане и Средиземном море разведуются и осваиваются 200 глубоководных (205–2479 м) месторождений нефти и газа Анголы, Ганы, Египта, Камеруна, Конго (Браззавиль), Конго (Заир), Кот д'Ивуар, Ливии, Мавритании, Мозамбика, Намибии, Нигерии, Сан-Томе и Принсипе, Сьерра-Леоне, Туниса и Экваториальной Гвинеи с суммарными начальными доказанными запасами 3973,5 млн т нефти и 1034,6 млрд м³ природного газа в турбидитных песках и песчаниках плейстоцена, неогена, палеогена и мела на глубине

от 1028 до 6118 м, откуда скважины фонтанируют индивидуально от 34 тыс. до 2560 тыс. м³/сут газа, от 22 до 777 м³/сут конденсата и от 185 до 5565 м³/сут нефти.

Список литературы

1. Гожик П. Ф., Чебаненко И. И., Краюшкин В. А. и др. Нефть и газ в недрах материкового склона Африки // Геол. журн. – 2003. – № 2. – С. 58–68.
2. Гожик П. Ф., Краюшкин В. А., Ключко В. П. Нефтегазоносность мирового континентального склона // Там же. – 2005. – № 1. – С. 7–22.
3. *Angola. The Awakening Giant.* – Houston (Texas): Gulf Publishing Company, 2009. – 30 p.
4. *Berman A. Exploration discoveries // World Oil.* – 2009. – Vol. 230, No. 2. – P. 23–26.
5. *Farouk M., Gaber M. WDDM developments expands power and hydraulic systems // Ibid.* – 2008. – Vol. 229, No. 11. – P. 75–84.
6. *Hess gauges gas-condensate find off Libya // Oil and Gas j.* – 2009. – Vol. 107, No. 45. – P. 8–9.
7. *Hogg B., Mackenzie W. Deepwater // World Oil.* – 2008. – Vol. 229, No. 1. – P. 93–95.
8. *Mauritania turning to gas as discoveries multiply // Oil and Gas j.* – 2006. – Vol. 104, No. 40. – P. 37–40.
9. *Moritis G. Project start, completion date become less definite // Ibid.* – 2010. – Vol. 108, No. 30. – P. 38–49.
10. *Mozambique Rovuma wildcat is gas discovery // Ibid.* – No. 7. – P. 8.
11. *Murphy make oil find off Congo (Brazzaville) // Ibid.* – 2009. – Vol. 107, No. 28. – P. 8.
12. *Nigeria-San Tome JDZ gets first discovery // Ibid.* – 2006. – Vol. 104, No 22. – P. 38–39.
13. *Petzet A. Remote, underexplored basins still objects of exploration // Ibid.* – 2009. – Vol. 107, No. 32. – P. 36–40.
14. *Petzet A. Discovery off Sierra Leone may set up 700-mile play // Ibid.* – No. 36. – P. 36–37.
15. *Petzet A. Ghana discovery list grows with Vancu-Lucoil find // Ibid.* – 2010. – Vol. 108, No. 10. – P. 34–35.

Ин-т геол. наук НАН Украины,
Киев
E-mail: geoj@bigmir.net

Статья поступила
16.08.12