

УДК 553.982.061.33

© П.Ф. Гожик, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко, Э.Е. Гусева,  
В.А. Масляк, 2010

*Институт геологических наук НАН Украины, Киев*

## **НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ СКЛОНЕ МАТЕРИКОВОЙ АЗИИ**

*На континентальном склоне материковой Азии в открытом море возле Азербайджана, Израиля, Индии и Китая имеются 46 глубоководных (> 200–2942 м) нефтяных и газовых месторождений ( в том числе 11 гигантских ), запасы которых равны 1360 млн т нефти, 120 млн т газоконденсата и 2672 млрд м<sup>3</sup> природного газа в песках, песчаниках и известняках плейстоцена, плиоцена, миоцена, мела и юры на глубинах от 900 до 7300 м.*

У материковой Азии – гигантский по длине и площади континентальный склон, нефтегазоносность которого уже известна в Каспийском, Средиземном и Южно-Китайском морях, Бенгальском заливе и озере Байкал, в акватории Азербайджана, Израиля, КНР, Индии и России.

На дне Байкала, где его глубина около 1100 м, исследованиями с подводных обитаемых аппаратов «Мир» в 2008 г. выявлены газогидраты, а в 2009 г. учёным удалось увидеть активные естественные газо- и нефтепроявления на глубине 900 м. В этом районе ещё весной 2003 г. было зафиксировано со спутника тёмное пятно диаметром километр на льду Байкала. Позже эхолот показал там наличие подводной аномалии: факел высотой 500 м. С помощью же «Миров» специалистам удалось увидеть, как нефть и газ по трещинам в донных осадках выходят наружу. Оседая возле воронок, тяжёлые фракции нефти образовали причудливые постройки из битума высотой до 10 м на ровном дне. Пузырьки газа, покрытые плёнкой нефти, поднимались прямо на поверхность. Всё это наблюдали Герой России Е. Черняев (командир «Мира-2»), микробиолог О. Шубенкова и др. После ныряния к бьющему нефтяному ключу корпус «Мира-2» и его балластные цистерны пришлось долго оттирать от масляных пятен [3]. Трудно переоценить эти факты, и вот почему. Во-первых, на восточном берегу Байкала, что между устьями рек Селенга и Баргузин, имеется месторождение нефти и озокерита в четвертичных рыхлых озёрных отложениях и архейских гнейсах, вскрытых многими шурфами и скважинами. Во-вторых, Байкал находится на Алданском докембрийском кристаллическом щите, окаймляется его Байкальским и Баргузинским горными хребтами высотой по 2673 и 2724 м и является частью Байкальского рифтового пояса, в лерцолитах которого первичные флюидные включения содержат до 3 г/т мантийного метана. Образование этого пояса началось в олигоцене, т.е. около 30 млн лет назад, и всё ещё продолжается, о чём свидетельствует современная сейсмичность: в Байкальском рифтовом поясе время от времени и ныне про-

исходят землетрясения. В 2008 году Байкальск потревожило семибалльное землетрясение [2,4].

Наибольшая часть континентального склона материковой Азии приходится на долю арктических и дальневосточных морей России. Их гигантский газонефтяной потенциал связывается с осадочной толщей Карского моря в Южнокарской депрессии, являющейся северным продолжением Западносибирского нефтегазоносного бассейна, и с осадочными породами триасового и палеозойского возраста Северокарской тектонической депрессии, находящейся в самой северной части Карского моря и имеющей поверхность кристаллического фундамента на глубине от 12 до 20 км. «Арктикморнефтегазразведка», работавшая с 1981 года в Баренцевом и Карском морях с флотом из 52-х судов (полупогружные буровые платформы, буровые и вспомогательные суда), разбурила девять открытых там месторождений нефти и газа, выявила сейсморазведкой более 70 перспективных на нефть и газ структур и оценила их суммарные нефтегазовые ресурсы около 11 млрд т в пересчете на нефть. В Южнокарской депрессии в породах мела открыты Ленинградское и Русановское сверхгигантские газоконденсатные месторождения в море глубиной от 50 до 100 м севернее Обской губы и восточнее о-ва Вайгач. Эти месторождения имеют более 10 газодобывных зон и совокупные извлекаемые запасы природного газа более 9 трлн м<sup>3</sup>.

Осадочные бассейны моря Лаптевых, Карского, Восточно-Сибирского, Северо-Чукотского, Южно-Чукотского, Берингова, Охотского и Японского не исследованы глубоководным (более 200 м) бурением, и их нефтегазовый потенциал оценивается суммарно для континентального склона и шельфа, исходя из общегеологических соображений и газонефтеносности земных недр южной части Карского моря, побережья и прибрежья Анадырской губы, охотского побережья Камчатки и тихоокеанской акватории у о-ва Сахалин. Институт «Морнефтегаз» РФ оценил запасы всех этих морей 50 млрд т в пересчете на нефть. По мнению В. Ремизова, первого заместителя председателя «Газпром» РФ, в подводных недрах морей у арктического побережья России запасы нефти и газа не менее 70 млрд т в пересчете на нефть, но есть и такие оценки, что подводные недра дальних северных морей РФ имеют запасы природного газа, равные 46 трлн м<sup>3</sup> [31, 32].

На западе континентальный склон Азии промышленно нефтегазоносен в израильском секторе Средиземного моря, где располагается часть Левантинского осадочного бассейна, охватывающего Западную пустыню Египта, долину Нила близ его устья, северную часть Синая, Израиль, Ливан и море южнее Кипра и Крита. Левантинский, или Восточный Средиземноморский бассейн – это богатая газонефтедобывающая область, суммарные извлекаемые запасы которой исчисляются 2055 млн т нефти и 2832 млрд м<sup>3</sup> природного газа. Его тектоническая эволюция охватывает рифтовое растяжение континентальной земной коры в позднем триасе – ранней юре, альпийскую инверсию в позднем мелу–раннем палеогене, внутриплитную перестройку в позднем палеогене–миоцене, олигоцен-миоценовый рифтинг Суэцкого залива, миоценовый рифтинг Красного моря, мессинский кризис солёности и плиоценовую морскую трансгрессию. Залежи нефти и газа выявлены, разведуются и разрабатываются в песках и песчаниках структур

альпийской инверсии позднего мела/эоцена (антиклинальные складки так называемого «Сирийского свода»); в среднеюрских известняках и нижнемеловых песчаниках; в песках, структурно/стратиграфически или литологически экранированных в палеоэрозионных врезках/подводно-морских каньонах олигоцен/миоцена; в плиоценовых базальных турбидитных песчаниках побережья Газы и Израиля, а также в среднеплиоценовых/плейстоценовых турбидитных песчаниках побережья Египта. Все газовые и газоконденсатные месторождения, вмещаемые породами плиоцена и плейстоцена, располагаются вблизи глубокозаложенных, почти вертикальных палеоразломов, которые пересекают весь стратиграфический разрез. В глубоководной части Левантинского бассейна возле этих разломов имеются активные высачивания нефти из морского дна, а сами разломы идут снизу до дна моря, начинаясь в мезозойской толще и пересекая отложения кайнозоя, в том числе мессинскую соль и осадки плиоцена и плейстоцена. Газо-нефтеносность Левантинского бассейна характеризуется облегчением состава нефтяных, газонефтяных и газовых залежей вверх по разрезу: от нефти – к нефти и газу, к нефти, конденсату и газу, к преимущественно очень лёгкому газу (главным образом метану) [27].

Сейчас в подводных недрах глубоководного (240–1687 м) побережья Израиля и Палестинской Национальной Автономии разрабатываются и разведуются три нефтяных (Манго, Ям и Ям Яфо) и восемь газовых (Газа Марин, Далит, Мари-Б, Нир, Ной, Ор, Тамар, Южный Ной) месторождений, причем нефтяные выявлены в период с 1999 по 2008 г., а газовые – в 1999–2009 гг.

Нефтяное месторождение Манго открыто техасской компанией «Нобл Энерджи» из Хьюстона, США, с её израильскими партнерами («Авнер Ойл Эксплорейшн», «Делек Дриллинг», «Дор Гэс Эксплорейшн» и «Исрамко Негев 2») в 2008 г. 90 км запад-юго-западнее Ашкелона и 73 км мористее израильского побережья, в Средиземном море глубиной более 1200 м. Здесь скв. 1-Манго, пробуренная на антиклинали Сирийского свода, фонтанировала 1590 м<sup>3</sup>/сут нефти из песчаников апт – альба. Месторождение Ям выявлено 27 км юго-западнее Тель-Авива при опробовании скв. 2-Ям, фонтанировавшей 127 м<sup>3</sup>/сут нефти при испытании на приток среднеюрских карбонатов, слагающих осадочную толщу другой антиклинали Сирийского свода. Месторождение Ям Яфо, также на одной из антиклиналей Сирийского свода, обнаружено скв. 1-Ям Яфо, пробуренной в море 39 км север-северо-западнее Тель-Авива и давшей при её испытании на приток также 127 м<sup>3</sup>/сут нефти из карбонатов средней юры [34].

В 1999 году были открыты первые израильские морские газовые месторождения – Ной, Ор и Южный Ной. Газовое месторождение Ной находится 37 км мористее Ашкелона. Оно выявлено в море глубиной 242 м скважиной, пробуренной на глубину 2083 м и фонтанировавшей (при её специально ограниченном дебите) 935 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа из песков плиоцена и плейстоцена. Ной уже разрабатывается. Его начальные запасы, равные 5,7 млрд м<sup>3</sup>, осваиваются скважинами, от которых идут подводные газопроводы к плавучей платформе (ПП), установленной в глубоководном газовом месторождении Мари-Б и обслуживающей также и месторождение

Южный Ной, что в море глубиной 240 м. Глубоководное (695 м) газовое месторождение Ор расположено 32 км мористее побережья Израиля, вблизи месторождения Мари-Б, и выявлено одной из скважин, фонтанировавшей 595 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа при специально ограниченном дебите.

2000 г. – это год открытия еще трёх глубоководных газовых месторождений Израиля. Ими являются месторождения Газа Марин, Мари-Б и Нир. Первое из них, содержащее от 28 млрд до 42 млрд м<sup>3</sup> природного газа в песках плиоцена и плейстоцена толщиной 37 м, разведется 36 км западнее Газы в море глубиной 603 м компаниями «Бритиш Гэс» («БГ») и «Консолидейтед Контрэкторз». «БГ» подсчитала запасы газа в Газа Марин, продолжает его разведку и по соглашению с властями Палестинской Национальной Автономии начала готовить Газа Марин к промышленной разработке. «Нобл Энерджи» 24 км мористее израильского побережья пробурила скв. 1-Мари-Б, обнаружила под толщей морских вод глубиной 243 м газовое месторождение Мари-Б с начальными извлекаемыми запасами природного газа 32 млрд м<sup>3</sup> в плиоценовых и плейстоценовых песках. Мари-Б уже разрабатывается. В 2004 г. оно давало 4,8 млн м<sup>3</sup>/сут природного газа и будет до 2017 года давать столько же вместе с газодобычей из месторождений Ной и Южный Ной. Газовое месторождение Нир, содержащее ещё не опубликованные запасы газа в тех же песках, как и в месторождениях Мари-Б и Ной, находится аналогично с ними 24–37 км мористее Ашкелона и 64 км юго-восточнее морской границы между Израилем и Кипром [5].

Наибольшим же успехом глубоководная газоразведка в израильском секторе Средиземного моря увенчалась в 2009 году, когда были пробурены скв. 1-Тамар, 2-Тамар и 1-Далит, приведшие к открытию месторождений Тамар и Далит, каждое из которых может снабжать газом Израиль в течение 20 лет. Так, 88 км запад-северо-западнее Хайфы в 2009 г. «Нобл Энерджи» пробурила в море глубиной 1677,5 м скв. 1-Тамар. Она достигла глубины 4903 м, вскрыла газодобывную зону толщиной 140 м из трёх высококачественных песков в подсолевом разрезе нижнего миоцена, содержащего от 142 млрд до 850 млрд м<sup>3</sup> природного газа, фонтанировала 850 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа при специально ограниченном дебите и может быть сдана в эксплуатацию с рабочим дебитом 4248 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа из самого нижнего песка толщиной 18 м [28]. В том же году «Нобл Энерджи» пробурила в море глубиной 1687 м и 5,5 км северо-восточнее скв. 1-Тамар скв. 2-Тамар глубиной 5148 м. Эта скважина на крыле антиклинали вскрыла те же три газоносных песка в подсолевой толще нижнего миоцена и дала возможность установить, что в месторождении Тамар суммарные начальные извлекаемые запасы газа равны 178,5 млрд м<sup>3</sup> природного газа, которых хватит на 20 лет снабжения Израиля природным газом [19].

В 2009 году «Нобл Энерджи» вместе с её партнёрами сообщила об ещё одном гигантском газовом месторождении Далит в экономической зоне Израиля, открытом скв. 1-Далит глубиной 3660 м. Она пробурена в море глубиной 1372,5 м, находится в 48 км от берега и вскрыла газодобывную зону толщиной 33,5 м в высококачественном песке подсолевого разреза нижнего миоцена, откуда при специально ограниченных технологических условиях фонтанировала 935 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа, но может давать и 5664 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Начальные извлекаемые запасы природного газа в Далит сначала оценивались 14,2 млрд м<sup>3</sup>, газодобыча намечена на 2012 г., но, согласно [25], полагают, что запасов Далит, как и запасов Тамар, хватит для разработки на 20 лет [19].

Частная израильская энергетическая компания «Далия Пауэр Энерджис» подписала в декабре 2009 г. письмо о намерении покупать природный газ из месторождения Тамар, приобретя лицензию для строительства работающей на газе тепловой электростанции (ТЭЦ) в Израиле, что запланировано на начало 2013 г. За \$ 1 млрд «Ноубл Энерджи» поставит «Далии» 5,674 млрд м<sup>3</sup> газа по 17-летнему контракту. Объемы продажи природного газа из Тамар могут быть увеличены до 20 млрд м<sup>3</sup> в зависимости от конечного размера и мощности этой ТЭЦ. «Ноубл Энерджи» с её паем в 36 %, а также её партнеры «Исрамко Негев 2» (28,75 %), «Делек Дриллинг» (15,625), «Авнер Ойл Эксплорейшн» (15,625) и «Дор Гэс Эксплорейшн» (4 %), ведут переговоры и с другими возможными газопотребителями, планируя начать продажу тамарского природного газа в 2012 г. [20].

Таким образом, на континентальном склоне Азии в израильском секторе Средиземного моря открыто 11 глубоководных (240–1687 м) месторождений нефти и газа на глубине до 2083–5148 м с суммарными извлекаемыми начальными запасами природного газа, равными 436,7 млрд м<sup>3</sup> в песках плейстоцена, плиоцена и нижнего миоцена, и неопубликованными запасами нефти в песчаниках апт-альба и среднеюрских карбонатах. Скважины упомянутых месторождений, среди которых два гигантских – Далит и Тамар, фонтанируют от 127 до 1590 м<sup>3</sup>/сут нефти и от 595 тыс. до 5664 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа.

Континентальный склон Азии уникально нефтегазоносен в азербайджанском секторе Каспийского моря, и перспективы развития нефтегазовой промышленности Азербайджана на 20–30 ближайших лет уже связываются не с освоением земных недр его суши, а с разработкой четырёх глубоководных (200–600 м) каспийских гигантских месторождений: Азери (им. 26 Бакинских Комиссаров), Гунешли (им. 28 Апреля), Чираг (им. Каверочкина) и Шах Дениз (Шах-море), нефть, газ и газоконденсат которых залегают на глубине до 7300 м в песках и песчаниках плиоцена Южнокаспийской впадины. Три первых из них в крупных антиклиналях, отделённых друг от друга впадинами с грязевыми вулканами на морском дне, располагаются 85–115 км восток-юго-восточнее Баку, а Шах Дениз – 70 км южнее Баку, в Каспии глубиной от менее 200 до 300 м (Азери), от менее 100 до 300 м (Гунешли), от 200 до 220 м (Чираг) и от менее 100 до 600 м (Шах Дениз).

Нефтяное месторождение Азери, начальные извлекаемые запасы которого около 225–250 млн т, открыто в 1987 году. Его полномасштабная разработка началась только недавно с приходом в Азербайджан «Бритиш Петролеум», «Статойл» и других, имеющих технические средства, деньги и опыт освоения нефтяных и газовых месторождений в морях глубиной более 200 м.

Нефтяное месторождение Гунешли, открытое в 1979 г. и содержащее начальные извлекаемые запасы нефти 225 млн т, начало разрабатываться

в 1982 г. с помощью неплавучей платформы (НП), установленной в море глубиной до 120 м, и пробуренных с неё наклонных эксплуатационных скважин. Сейчас имеются более 12 аналогичных НП, благодаря которым с середины 1980-х годов Гунешли давало 15 900 т/сут, что составляло тогда около 90 % всей добываемой в Азербайджане нефти.

Нефтяное месторождение Чираг, выявленное в 1985 г. и ныне имеющее начальные извлекаемые запасы нефти, равные 510 млн т в тех же плиоценовых песках и песчаниках на глубине до 2960 м, как и в месторождениях Азери и Гунешли, введено в разработку только в 1997 году, и этому способствовали техника, деньги, технология и опыт глубоководных нефтегазопромысловых и нефтегазодобывных работ западноевропейских нефтяных компаний. Дебит каждой эксплуатационной скважины в месторождениях Азери, Гунешли и Чираг достигает 815 т/сут [1].

До начала бурения в Шах Дениз его запасы прогнозировались в пределах от 685 млн до 825 млн т нефти, но бурение первых скважин вскрыло две газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками в песках с хорошими ёмкостными свойствами. Сква. 2-ШД-Экс, пробуренная «БП» в 2000 г. на глубину 5892 м, фонтанировала 1785 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа и 520 м<sup>3</sup>/сут конденсата из плиоценовых песков свиты Фазила на штуцере 19 мм и при давлении 43,2 МПа на головке скважины, а также 1700 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа и 495 м<sup>3</sup>/сут конденсата из песков VII горизонта балаханской свиты плиоцена на штуцере 20,5 мм и давлении 33,7 МПа на головке скважины. Суммарные начальные извлекаемые запасы только двух этих толщ песков оцениваются 459 млрд м<sup>3</sup> природного газа, 120 млн т конденсата и около 175 млн т нефти.

В декабре 2006 г. началась опытно-промышленная, а с марта 2007 г. и стационарная добыча природного газа из первых четырёх скважин, пробуренных на северном крыле Шах Дениз, а также поиски и разведка залежей нефти и газа в более глубоко залегающей осадочной толще этого месторождения. В 2007 г. «БП» открыта новая, ещё более глубокая залежь газа, нефти и конденсата антиклинали Шах Дениз скважиной 1-ШД-Экс. Она пробурена на рекордную для Каспийского региона глубину более 7300 м в юго-западной части месторождения Шах Дениз, выявила нефть, газ и конденсат в тех же плиоценовых песках свиты Фазила и VII горизонта балаханской свиты, фонтанируя из них 991 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа при специально ограниченном дебите скважины. Эту залежь будут разведывать и готовить к разработке в течение нескольких ближайших лет [1, 9].

Извлекаемые начальные суммарные запасы Шах Дениз на площади 860 км<sup>2</sup> сейчас равны более 1,3 трлн м<sup>3</sup> природного газа, 120 млн т конденсата и 175 млн т нефти. Идёт первая фаза разработки, обеспечившая добычу 5885 м<sup>3</sup>/сут конденсата и 8495 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа (8,6 млрд м<sup>3</sup>/год газа). Предусмотрена и вторая фаза разработки Шах Дениз, которая будет давать ещё 8,6 млрд м<sup>3</sup>/год газа или больше. С 2012 г. в Шах Дениз начнет осуществляться и проект максимальной газодобычи не менее 73,632 млн м<sup>3</sup>/сут газа, на что планируется потратить \$ 10 млрд. Сейчас добыча в Шах Дениз идёт к установленной в море глубиной 105 м НП, получающей продукцию из 17 скважин, отправляющей газ по подводному газопроводу диаметром

660,5 мм, а конденсат по подводному трубопроводу диаметром 304,8 мм на побережье в Сангачалы, где газ после его обработки на газоперерабатывающем заводе подаётся в Южно-Кавказский экспортный газопровод и через Тбилиси транспортируется в объеме 8,49 млн м<sup>3</sup>/сут в турецкий Эрзерум. Конденсат после его отделения от газа на терминале в Сангачалы экспортируется вместе с азербайджанской нефтью в турецкий средиземноморский порт Джейхан по экспортному нефтепроводу из Баку через Тбилиси и далее по территории Малой Азии, охраняясь там специальной войсковой группой из США численностью 14 тысяч человек от терактов курдских и иных боевиков [6, 9, 13].

В общем, здесь, на континентальном склоне Азии в азербайджанском секторе Каспийского моря разрабатываются четыре гигантских глубоководных (от более 200 до 600 м) месторождения, суммарные начальные извлекаемые запасы которых исчисляются 1,3 трлн м<sup>3</sup> природного газа, 120 млн т конденсата и 1160 млн т нефти в плиоценовых песках и песчаниках, откуда с глубины от 2960 до 7300 м каждая из скважин фонтанирует до 815 т/сут нефти, 495–520 т/сут конденсата и по 991–1785 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа.

Богатой запасами нефти и природного газа оказалась толща третичных и меловых песков, песчаников и известняков, разбуренных скважинами на континентальном склоне материковой Азии в Бенгальском заливе Индийского океана, где первое глубоководное нефтегазовое месторождение было выявлено ещё в 1976 г. возле Андаманских о-вов. Пробуренная там тогда одной из американских нефтяных компаний глубоководная (802 м) скв. 1-Би-9-Даблью вскрыла 71-метровую толщу третичных газонасыщенных песков (согласно каротажу) с пятнами нефти в их кернах. К сожалению, аварийное состояние ствола скважины не позволило тогда провести в ней испытания на приток нефти и газа из упомянутых песков [1], и к изучению газонефтяного потенциала континентального склона в Бенгальском заливе вернулись только 20-ю годами позднее и только благодаря действиям Генерального Директората по углеводородам Министерства нефти и природного газа Индии. Этот Директорат в 1997 и снова в 1999 г. инициировал проведение работ, в результате которых на глубоководных площадях вдоль восточного побережья Индии были выявлены и закартированы грави-, магнито- и сейсморазведкой особенности геологического строения и многие специфические объекты поиска и разведки нефти и природного газа. Исходя из этого, была подготовлена Директоратом карта перспектив нефтегазонасыщенности вдоль западного берега Бенгальского залива и сделана прогнозная (при 50 %-ной её вероятности) оценка запасов нефти и газа на уровне 960 млн т в пересчете на нефть для осадочной толщи континентального склона в индийском секторе залива [10].

Сейчас здесь выявлены, разведуются и разрабатываются 26 глубоководных месторождений, в том числе два нефтяных (МА-Д-6 и 36-Дирубай), восемь газонефтяных (Дискавери-М, 1-Джи, 1-1-КД, 5-Ди-СиЮ и четыре пока безымянных), 15 газовых (Аннапурна, ДжиСи-15, ДжиСи-29, Дирубай, Дискавери-П, Дурга, Канака, Кластер-Н, Кришна Годавари, 1-А, 1-А-БА, 1-М, 1-Ф, Падмавати и безымянное) и одно газоконденсатное (1-МА) в

осадочных бассейнах Ковери и Кришна Годавари, что на западной границе Бенгальского залива.

До 2003 г. поисковое бурение на нефть и газ велось только на небольших участках двух блоков, где первое глубоководное (900 м) газонефтяное месторождение 1-Джи, открытое в 1999 г. компанией «Ойл энд Нейчрл Гэс» («ОНГ»), с 2004 года уже разрабатывается двумя скважинами. Одна из них даёт 398 м<sup>3</sup>/сут нефти, а другая – 1,5 млн м<sup>3</sup> природного газа. В 2000 г. эта же компания пробурила на соседней площади, где глубина залива 845 м, скв. 1-1-КД, открывшую здесь одноименное газонефтяное месторождение. А нефтяная компания «Кэйрн Энерджи» («КЭ»), пробурившая с бурового судна «Энерджи Сёрчер» свою поисковую скважину в Бенгальском заливе глубиной 601 м, испытала в ней на приток третичные турбидитные пески, в результате чего и здесь было открыто глубоководное газовое месторождение. В 2002 г. глубоководный (1100 м) Блок КГ-ДВН-98/2 того же осадочного бассейна Кришна Годавари также стал объектом нефтегазоразведки. Бурением пяти поисковых и разведочных скважин обнаружено и оконтурено газовое месторождение Аннапурна. Примерно тогда же и в том же лицензионном блоке бассейна Кришна Годавари были пробурены другие скважины, которые открыли газовые глубоководные месторождения Дискавери-П и Кластер-Н, а скв. 1-ДВН-М-1-СТ – газонефтяное глубоководное месторождение Дискавери-М.

В 2003 г. самым глубоководным газовым месторождением бассейна Кришна Годавари было месторождение 1-Ф, выявленное скважиной под водами Бенгальского залива глубиной 1756 м и 10 км восточнее гигантского газового (198 млрд м<sup>3</sup>) глубоководного (500–560 м) месторождения 1-А. На глубине 3630 м скв. 1-Ф вскрыла 27-метровую эффективно газонасыщенную зону третичных турбидитных песков и на штуцере 20 мм фонтанировала из этой зоны 1161 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа, будучи испытана на приток трубным пластоиспытателем в обсадной колонне. Нефтяная компания «РИ» («Рилайэнс Индастри») готовила тогда к разработке и гигантское газовое (198 млрд м<sup>3</sup>) глубоководное месторождение Кришна Годавари. Его природный газ залегает в третичных турбидитных песках и готовится к добыче 25-ю эксплуатационными скважинами, которые бурятся в заливе глубиной от 400 до 2000 м.

К середине 2003 г. в Бенгальском заливе, в осадочном бассейне Кришна Годавари у восточного побережья Индии насчитывалось 9 глубоководных месторождений. Это – три газонефтяных (Дискавери-М, 1-Джи и КД-1-1), шесть газовых (Аннапурна, Дискавери-П, Кластер-Н, Кришна Годавари, 1-А и одно безымянное). Земные недра этих месторождений содержат около 400 млрд м<sup>3</sup> природного газа, но могут оказаться в 2–3 раза богаче после детального подсчета запасов, бурения новых скважин и опытно-промышленной разработки всех открытых залежей [1].

Компания «Кэйрн Энерджи Индия» («КЭИ») разбурила блок КГ-ДВН-98/2 и открыла там глубоководные газовые месторождения Канака, Дурга и Падмавати с геологическим ресурсом в 28,3 млрд м<sup>3</sup> газа. Сразу же после этого «КЭИ» разбурила и глубоководный блок КГ-ДВН-98/3, результатом чего было открытие месторождения Дирубай с геологическими запасами газа 113–



142 млрд м<sup>3</sup>, и ожидаемым рабочим дебитом скважин – по 1133 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа в каждой. Скв. 1-Дирубай встретила 140 м эффективно насыщенной газом толщи внутри 340-метровой пачки песков.

За этим последовали ещё четыре открытия в том же блоке и в тех же литофациях континентального склона, т.е. в многоэтажной толще ископаемых каналов-промоин, конусов и фестонов выноса осадков и т.д., где нефтегазонасные породы – это эоценовые пески и песчаники турбидитного генезиса; карбонаты и песчаники турбидитного и оползневого характера в эоцен-миоценовой зоне ископаемых промоин, эоценовые карбонатные постройки и оползни, эоцен-олигоценые песчаники заполнения древних каналов-промоин, а также миоценовые, плиоценовые и современные песчаные заполнения ископаемых промоин с активными выходами газа на дне залива. Нефтегазонасными же структурами являются миоценовые, олигоценые и эоценовые антиклинали, горсты, вулканические поднятия и структурные выступы [10]. Извлекаемые запасы – 340–396 млрд м<sup>3</sup> газа только на 20 % площади этого блока.

В 2004 г. глубоководная нефтегазоразведка в Бенгальском заливе продолжалась Индией в Блоках Д-6 и НЭК-25 бассейна Кришна Годавари. Поисковая скв. 1-М, что 19 км юг-юго-восточнее глубоководного месторождения Дирубай, встретила один из самых мощных и эффективно газонасыщенных разрезов в Блоке Д-6. Первооткрывательница-скв. 1-М прошла по осадочной толще 1327 м в заливе глубиной 2942 м, вскрыла продуктивную зону толщиной 155 м и из пласта толщиной 6 м фонтанировала 671 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа. Скв. 1-М является 11-й по счету скважиной, пробуренной в блоке Д-6 площадью 7600 км<sup>2</sup>. Всё бурение пока выполнено на первых 1800 км<sup>2</sup>, т.е. пока менее чем на 20 % площади этого блока. Ещё 2500 км<sup>2</sup> сеймики 3 D уже обрабатываются и вскоре будут готовы [30].

Одна из государственных фирм Индии получила в 2005 г. от правительства шт. Андхра Прадеш разрешение на разработку глубоководного (135–500 м) газового месторождения 1-Джи. Оно открыто скв. 1-Джи, фонтанировавшей 2832 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа. Для разработки необходимо пробурить пять эксплуатационных скважин [23]. Государственная компания «ОНГК» опробует второе глубоководное открытие газа в бассейне Кришна-Годавари, сделанное скв. 1-А-БА на структуре площадью 9 км<sup>2</sup> в Блоке КГ-ОС-ДДаблью-IV Бенгальского залива глубиной 553 м, что 30 км мористее Амалопурама и 75 км мористее Какинады. Глубина скважины – 2449 м, и вскрыта газодобывная зона из многих пластов песчаного заполнения палеопромоин-каналов в интервале глубин 1962–2182 м. «ОНГК» в 2005 г. заявила, что будет разрабатывать глубоководные газовые месторождения 1-Джи, ДжиСи-15 и ДжиСи-29 так, что из двух первых будет добываться совокупно 1985 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа. Разбуренные, а также категории С<sub>2</sub> запасы в Блоках Г-1, КГ-ОС-ДДаблью-IV и КГ-ДДабльюН-98/2 оцениваются равными 113 млрд м<sup>3</sup> газа. Для сравнения напомним, что Индия имеет 285 млрд м<sup>3</sup> извлекаемого газа в группе месторождений Бассейн, открытых мористее Мумбея (Бомбея) в 1976 г. и 96 млрд м<sup>3</sup> газа в крупнейшем ее неморском месторождении Гандар, открытом в 1983 г. в бассейне Камбей [26].

Поисковая скв. 1-МА, принадлежащая компании «Рилайэнс-Нико», прошла 3783 м до забоя, вскрыв нефтедобывную зону толщиной 26 м и газодобывную зону толщиной 72 м в меловых отложениях Блока Д-6 бассейна Кришна-Годавари. Эта скважина в 2006 г. фонтанировала 1065 м<sup>3</sup>/сут нефти и 310 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа из нефтяной зоны на штуцере 25,4 мм при давлении фонтанирования 9,6 МПа на головке скважины. Верхняя богатая газом зона при её опробовании на штуцере 31,8 мм и при давлении 11,3 МПа дала 906 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа и 536 м<sup>3</sup>/сут конденсата. Оба опробования ограничены оборудованием, но дебиты этих фонтанов и результаты изучения керна указывают на превосходные коллекторские свойства нефтегазоносных пород мелового возраста и открытие здесь новой, нефтяной провинции [18].

«РИ» и «Нико Рисосис Лтд» («НР») удвоили в 2006 г. мощность устройства для добычи газа из месторождения Дирубай. Перепроектированное будет давать 79,3 млн м<sup>3</sup>/сут и даже 119 млн м<sup>3</sup>/сут газа. Общие геологические запасы природного газа в Блоке Д-6 (т.е. в Блоке КГ-ДУН-98/3) – на уровне 340 млрд м<sup>3</sup>. Газ здесь, в Бенгальском заливе глубиной 400–2700 м в 40–60 км юго-восточнее Какинады, залегает в песках и песчаниках плейстоцена, плиоцена, миоцена и мела. Скв. 1-М пробурена на меловые отложения и нашла углеводороды в этой толще. «Рилайэнс» и «Нико» спешат оценить геологические запасы газа в этих отложениях на базе данных бурения, опробования и интегрирования результатов с данными сейсморазведки 2 D и 3 D в Блоке Д-6 [18, 21]. В 2007 году «Рилайэнс Индастрис» сделала в Блоке СиЮ-ДиДаблью-2001/2 нефтяное и газовое открытие в глубоководном секторе бассейна Ковери, у юго-восточного побережья Индии, скв. 5-ДиСиЮ, давшей при её освоении 159 м<sup>3</sup>/сут нефти и 850 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа. Эта скважина пробурена на глубину 1201 м в Бенгальском заливе глубиной 220 м [21]. «Рилайэнс Петролеум» в глубоководной части бассейна Кришна Годавари открыла нефть в Блоке КГ-ДДаблью Н-98/1 (Блок КГ-Д-4), где скв. 36-Дирубай опробовала 95 м<sup>3</sup>/сут нефти из 20-метровой зоны в мезозое на глубине 3597,5 м. Эта скважина пробурена в Бенгальском заливе глубиной 565,5 м [7].

В 2008 г. на пик газонефтедобычи (9539 м<sup>3</sup>/сут нефти и 2,832 млн м<sup>3</sup>/сут газа) выведено глубоководное (1150 м) месторождение МА-Д-6, а в 2009 г. и месторождение Дирубай. Первое из них даёт нефть и газ на судно-ПП с нефтехранилищем ёмкостью 207 тыс. м<sup>3</sup>, а второе, находящееся в Бенгальском заливе глубиной 400–2700 м на расстоянии 40–60 км юго-восточнее Какинады, что на западном побережье залива, содержит извлекаемые запасы 340 млрд м<sup>3</sup> газа. Освоение месторождения Дирубай обошлось в \$ 5,2 млрд [22].

В общем же, на континентальном склоне Азии в двух осадочных бассейнах Ковери и Кришна Годавари, что у побережья Индии в Бенгальском заливе, выявлены, разведуются и разрабатываются 26 глубоководных (220–2942 м) газовых, газоконденсатных, газонефтяных и нефтяных месторождений, в том числе три гигантских газовых – Дирубай (340 млрд м<sup>3</sup> газа), Кришна Годавари (198 млрд м<sup>3</sup>) и 1-А (198 млрд м<sup>3</sup>). Запасы нефти глубоководья ещё не опубликованы, а начальные суммарные извлекаемые запа-

сы здесь природного газа исчисляются более 765 млрд м<sup>3</sup>. Нефть и газ залегают в песках, песчаниках и известняках третичного и мелового возраста на глубине от 1201 до 4269 м, откуда скважины индивидуально фонтанируют от 671 тыс. до 2832 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа, от 95 до 1065 м<sup>3</sup>/сут нефти и до 536 м<sup>3</sup>/сут конденсата.

Ещё одним местом поисков, разведки и разработки залежей нефти и природного газа в осадочной толще на континентальном склоне материковой Азии является восточная часть Южно-Китайского моря, где в границах экономической зоны КНР осваиваются на континентальном склоне пять глубоководных (311–1500 м) месторождений (Ливань, Люфен, Люхуа-11, Люхуа-29 и Люхуа-34) газа, газоконденсата и нефти. Их открытие, оконтуривание, оценка и подготовка к газонефтедобыче в море между о-вом Хайнань и Гонконгом, в осадочном бассейне устья р. Сицзян, обусловлены работой американских нефтяных компаний «Амоко Ориент Петролеум Лтд.», «Амоко Петролеум», «Керр-МакГи Люхуа Лтд.» и «Оксидентл Петролеум», британской «Бритиш Петролеум», канадских «Хаски Ойл Чайна Лтд» и «Хаски Энерджи Инкорп.», норвежской государственной «Статойл», китайской государственной «Чайна Нэйшнл Оффшор Ойл Ко.», а также китайской частной «Чайна Оффшор Ойл Наньхай Ист».

Глубоководное (311 м) гигантское (200 млн т) нефтяное месторождение Люхуа-11, открытое 240 км юго-восточнее Гонконга в 1987 г., разрабатывается с 1995 г. китайской «Чайна Оффшор Ойл Наньхай Ист» совместно с «Амоко Ориент Петролеум» и «Керр-МакГи Люхуа Лтд». Нефть залегает на глубине 900 м в миоценовых карбонатах с неоднородной пористостью и непостоянной проницаемостью, а нефтяные залежи характеризуются активным водонапорным режимом. Люхуа-11 находится у о-ва Хайнань. В течение первых восьми лет добыча нефти упала до тревожного уровня, а обводнённость добываемой нефти увеличилась значительно. Без новых технологий всё должно было бы закончиться к 2002 г., но КНР предприняла уплотняющее бурение скважинами отдаленного достижения, охватив ими ранее считавшуюся непромышленной залежь нефти Люхуа-11-1-3 на восточной периклинали удлинённой, вытянутой с запада на восток, антиклинали Люхуа. Разработка западной части месторождения велась «БП-Амоко» и КНР с марта 1996 года 25-ю скважинами с горизонтальными призабойными стволами и двумя ПП – судном «Наньхай Тяо Чжань» (для бурения и обслуживания эксплуатационных скважин с электропогружными насосами во всех 25 скважинах) и судном «Наньхай Шен Ли» (для обработки, хранения и отгрузки нефти). Коллекторами нефти являются карбонаты миоцена толщиной около 7 м с тонкими слоями нефтеносных зон, хорошо развитыми в них разломами и трещинами. Коэффициент нефтеотдачи здесь всего 0,08 из-за очень большой вязкости нефти. Обводнённость продукции достигла уже 90 %. Всё это – в западной, главной части месторождения, разбитого многими разломами [1, 35].

В 1997 г. «Статойл» начала добывать нефть из месторождения Люфен, находящегося в том же осадочном бассейне устья р. Сицзян, в Южно-Китайском море глубиной 330 м. Люфен открыто «Оксидентл Петролеум» в 1989 году. Нефть залегает в миоценовом известняке, парафинистая с низ-

кой температурой застывания и добывается благодаря инновационной технологии нефтедобычи [1]. «Статойл» пробурила за 11 месяцев начиная с февраля 2004 года в трёх скважинах из пяти «сайдрэчки» (наклонные скважины из той же точки, как и основные вертикальные скважины), и Люфен сейчас даёт 7950 м<sup>3</sup>/сут нефти на ПП-судно «Мунинь», имеющее нефтехранилище и всё для отгрузки нефти на танкеры. Ожидается, что нефтедобыча должна стабилизироваться на уровне 1590–3180 м<sup>3</sup>/сут и что её будут получать, надеясь довести коэффициент нефтеотдачи до 0,4 от нынешнего 0,32. Люфен уже дало более 5 млн т нефти, т.е. на 1,64 млн т больше, чем предполагалось. 75 % интереса – у «Статойл», 25 % – у китайской государственной «Чайна Нейшнл Оффшор Ойл Корп.» [33].

В 2006 г. «Хаски Ойл Чайна Лтд» сообщила об открытии её скв. 3-1-1-Ливань, пробуренной в глубоководье (1500 м) Южно-Китайского моря до забоя на глубине 3843 м, гигантского месторождения Ливань. Оно находится в осадочном бассейне устья р. Сицзян, 330 км восточнее о-ва Хайнань, и содержит извлекаемые запасы природного газа, равные 170 млрд м<sup>3</sup> в недрах крупной структуры с ловушкой площадью 60 км<sup>2</sup> и газодобывной зоной толщиной 56 м в двух пластах песчаника с пористостью, в среднем, 20 %. Ближайший газопровод – это подводный трубопровод длиной 705 км и диаметром 711 мм, идущий в Гонконг от мелководного газоконденсатного месторождения Яченг, что недалеко от месторождения Ливань [14]. В 2009 г. ультраглубоководное месторождение Ливань подтверждено его разведкой: скв. 3-1-2-Ливань, пробуренная на глубину 3887 м в море глубиной 1345 м, вскрыла газодобывную зону миоценовых песчаников толщиной 36 м и фонтанировала 1,5 млн м<sup>3</sup>/сут газа при специально ограниченных условиях, хотя может давать и 4,3 млн м<sup>3</sup>/сут природного газа [15].

«Хаски Энерджи Инкорп.» пробурила в 2009 г. ультраглубоководную (1145 м) скважину на расстоянии 23 км северо-восточнее месторождения Ливань, открыв месторождение Люхуа-34. Эта скважина вскрыла газосные пески третичного возраста, имеющие значительную толщину и превосходные ёмкостные свойства, и из этих песков фонтанировала 1560 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа с большим содержанием в нём конденсата. В начале 2010 года ПП «Уэст Геркулес» здесь забурена и первая разведочная скважина. Месторождение Люхуа-34 будет подключено к инфраструктуре месторождения Ливань, технологический проект разработки которого уже готов. Ливань и Люхуа-34 будут разрабатываться сообща, и китайская государственная «Чайна Нэйшнл Оффшор Ойл Ко.» имеет 51 %-ный пай в разработке каждого из этих двух месторождений [16].

20 км северо-восточнее месторождения Люхуа-34 и 43 км северо-восточнее месторождения Ливань компанией «Хаски Энерджи» в 2010 г. открыто глубоководное (723 м) месторождение Люхуа-29. Первая здесь скв. – Люхуа-29-1 в самом глубоководном третичном песчанике обнаружила нефть, а выше по разрезу – газодобывную зону из нескольких песков сводной толщиной 145 м, откуда при специально ограниченном дебите фонтанировала 1617 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа высокого качества, а при нормальных условиях будет давать 2553 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа. Люхуа-29 готовится к разведке с помощью ПП «Уэст Геркулес» и разработке в тандеме с место-

рождением Люхуа-34, а добыча газа из этих двух месторождений начнется в 2013 г. с использованием инфраструктуры месторождения Ливань [17].

Таким образом, на континентальном склоне материковой Азии в Южно-Китайском море в пяти глубоководных (311–1500 м) месторождениях, находящихся в песках, песчаниках и известняках третичного возраста выявлено более 205 млн т нефти и более 170 млрд м<sup>3</sup> природного газа. С глубины от 900 до 3887 м, скважины индивидуально добывают либо по несколько десятков тонн нефти в сутки, либо от 1500 тыс. до 1617 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа. Гигантскими являются здесь только два месторождения – Люхуа-11, содержащее в своих недрах 200 млн т нефти, и Ливань, запасы которого равны 170 млрд м<sup>3</sup> газа.

В Чёрном море континентальный склон как Азии, так и Европы пока осваивается только Россией и только посредством строительства и эксплуатации на этом склоне подводных газотранспортных систем (ПГС) «Голубой Поток» и «Южный Поток». Первая из них транспортирует российский природный газ в Турцию, а вторая будет транспортировать его соответственно из Джубги и Берегового, что возле Новороссийска, в турецкий морской порт Самсун и болгарский порт Варна. Длина первого газопровода, в 2002 году уложенного трубоукладочной баржей «Сайпем 7000» в Чёрном море глубиной 2104,5 м, – около 378 км, а второго, уложенного на дно, где максимальная глубина моря 2152 м, – около 384 км [29].

ПГС «Голубой Поток» – одна из самых вызывающе дерзких в мире: пересекает крутые подводные склоны, проходит по дну моря глубиной до 2152 м и находится в морской воде, насыщенной сероводородом. ПГС «Голубой Поток» состоит из двух подводно-донных газопроводов диаметром по 609,6 мм с толщиной их стенок 31,75 мм и компрессорных станций, которые гонят газ под давлением 25 МПа.

Самая крупная в мире американская нефтяная компания «ЭксонМобил» во второй половине 2008 г. подписала с турецкой государственной компанией «ТПАО» соглашение о совместной (50:50) работе по поиску и разведке залежей нефти и природного газа в подводных недрах континентального склона Азии на площади двух глубоководных лицензионных блоков в черноморском прибрежье Турции. Нефтегазоразведка охватит Самсунский Блок площадью 8500 км<sup>2</sup> и восточную часть Блока 3924 площадью 21 тыс. км<sup>2</sup>. Оба этих блока – в море глубиной 2000 м, отделяются друг от друга участком, принадлежащим «ТПАО» и бразильской государственной нефтяной компании «Петробраз». В 2009 г. всё для «ЭксонМобил» и «ТПАО» должно было быть готово, чтобы начать агрессивную газонефтегазоразведку в упомянутом турецком глубоководье [12].

Бурение в море глубиной 2000 м требует очень много денег, мощных буровых судов или массивных полупогружных буровых платформ (ПП) с растянутыми опорами, буровой вышкой высотой 40–62 м, многоэтажными жилкомплексом и технологическими палубами значительной высоты, вертолётной площадкой и др. Таких буровых судов или ПП ни у Турции, ни у других стран Черноморья нет сейчас и никогда не было раньше, но они имеются у многих американских, британских, норвежских и других фирм, которые сдают их в аренду. Некоторые из таких буровых судов и ПП сейчас

работают в глубоководном прибрежье Египта и Израиля, будучи зафрахтованы компаниями «Бритиш Гэс», «Ноубл Энерджи» и др. Приобрести или арендовать такие плавучие самодвижущиеся (БС) или буксируемые (ПП) буровые морские станки для бурения в турецком глубоководье не проблема у «ЭксонМобил». Проблема в другом: как провести их через Дарданеллы и Босфор, если высота этих БС и ПП более 60 м, а их осадка более 10–15 м.

Правительство Турции представило в МОСМ на рассмотрение и утверждение проект новых правил движения судов через Босфор и Дарданеллы. В частности, п. 3 этого проекта предписывает:

– проход через Босфор и Дарданеллы судов длиной более 200 м или же с осадкой более 15 м является неуместным и нежелательным. Такие суда должны проходить по этим проливам лишь в дневное время с предписанным количеством буксиров. Запрос на проход должен быть заблаговременно, до намеченного прохода через проливы, послан мореходной администрации Турции. Босфор и Дарданеллы могут быть закрыты для движения всех судов на время прохождения крупного судна.

Ужесточенные нормы, касающиеся буровых судов, предусмотрены также для условий видимости, скорости течений и т.д.

В общем и целом, на континентальном склоне материковой Азии выявлены, разведуются и разрабатываются 46 глубоководных (> 200–2942 м) месторождений газа, конденсата и нефти (в том числе 11 гигантских), суммарные начальные извлекаемые запасы которых 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 фонтанируют индивидуально 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.

1. Гожик П.Ф., Краюшкин В.А., Клочко В.П. Гигантские ресурсы нефти и газа континентального склона Евразии // Геол. журн. – 2004. - № 1. – С. 9-20.
2. 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.
3. Самоделова С. Подводные «миры» раскрывают тайны // МК в Украине. – 2009 (15-21 июля). – С. 12.
4. Терентьев Д. Пятно на озере // Совершенно Секретно. – 2010. – № 2. – С. 4-6.
5. Abraham K.S. World of oil // World Oil. – 2005. – 226, No. 3. – P. 11-14.
6. Azeri Shah Deniz field comes on stream // Oil and Gas J. – 2007. – 105, No. 1. – P. 8-9.
7. Berman A. Exploration discoveries // World Oil. – 2007. – 228, No. 9. – P. 19.
8. Berman A. Exploration discoveries // Ibid, - No. 11. – P. 21.
9. BP reports deeper-pool Shah Deniz discovery // Oil and Gas J. – 2007. – 105, No. 44. – P. 8.
10. Chandra A. Sizable finds begin to emerge from India's licensing efforts // Ibid. – 2003. – 101, No. 23. – P. 42-44.

11. *Dittrick P.* Israeli oil, gas targets spark flurry of drilling // *Ibid.* – 2005. – **103**, No. 37. – P. 20-22.
12. *ExxonMobil* signs Black Sea exploration deal // *Ibid.* – 2008. – **106**, No. 44. – P. 8.
13. *Gazprom* signs deal with Azerbaijan // *Ibid.* – 2009. – **107**, No. 40. – P. 5.
14. *Husky* has deepwater gas find off China // *Ibid.* – 2006. – **104**, No. 24. – P. 5-8.
15. *Husky* proves Liwan as giant field // *Ibid.* – 2009. – **107**, No. 32. – P. 8.
16. *Husky* adds S. China Sea gas find at Liwan // *Ibid.* – No. 46. – P. 8.
17. *Husky* tests third S. China Sea gas find // *Ibid.* – 2010. – **108**, No. 6. – P. 5-8.
18. *India's D 6* gets Cretaceous oil find // *Ibid.* – 2006. – **104**, No. 8. – P. 8.
19. *Israel's Tamar* gas may vie with LNG terminal // *Ibid.* – 2009. – **107**, No. 26. – P. 8.
20. *Israel* utility signs to buy Tamar field gas // *Ibid.* – 2009. – **107**, No. 47. – P. 10.
21. *KG* basin Cretaceous oil find opens province // *Ibid.* – No. 26. – P. 8.
22. *Moritis G.* Project start, completion date become less definite // *Ibid.* – No. 30. – P. 38-49.
23. *Newsletter* // *Ibid.* – 2004. – **102**, No. 2. – P. 8-9.
24. *Newsletter* // *Ibid.* – 2005. – **103**, No. 11. – P. 9.
25. *Noble Energy* discovers more gas off Israel // *Ibid.* – 2009. – **107**, No. 13. – P. 8.
26. *ONGC* has second deepwater gas find off India // *Ibid.* – 2005. – **103**, No. 13. – P. 44.
27. *Peck J.* Giant oil, prospects lie in distal portion of offshore East Mediterranean basin // *Ibid.* – 2008. – **106**, No. 37. – P. 41-49.
28. *Potential* of Israel's Tamar hiked to 5 tcf // *Ibid.* – 2009. – **107**, No. 7. – P. 5-8.
29. *Pulici M.* Black Sea project features water depth record for laying pipe // *World Oil.* – 2002. – **223**, No. 4. – P. 40-E.
30. *Reliance-Nico* combine scores more gas off northeastern India // *Ibid.* – 2004. – **102**, No. 36. – P. 37.
31. Russia details what's a possible for offshore oil and gas E&D // *Oil and Gas J.* – 1993. – **91**, No. 34. – P. 12-17.
32. *Russia* hopes for huge reserves in Barents, eastern arctic basins // *Ibid.* – 2000. – **98**, No. 32. – P. 33.
33. *Statoil* resumes oil flow in Lufeng field // *Ibid.* – 2005. – **103**, No. 24. – P. 9.
34. *Tamar* wildcat finds subsalt gas off Israel // *Ibid.* – 2009. – **107**, No. 5. – P. 39.
35. *Wei H.A., Tang H.X.* Liuhua oil field-1: extended-reach drilling extended life of CNOOC field // *Ibid.* – 2005. – **103**, No. 29. – P. 35-37.

*На континентальному схилі материкової Азії у відкритому морі біля Азербайджану, Ізраїлю, Індії та Китаю є 46 глибоководних (> 200 – 2942 м) нафтових і газових родовищ, у тому числі 11 гігантських, запаси яких дорівнюють 1360 млн т нафти, 120 млн т газоконденсату та 2672 млрд м<sup>3</sup> природного газу в пісках, пісковиках і вапняках плейстоцену, пліоцену, міоцену, крейди та юри на глибинах від 900 до 7300 м.*

*In the non-insular Asia's continental slope off Azerbaijan, Israel, India and China, there are 46 deepwater (> 200 – 2942 m) oil and gas fields involved 11 giant ones which reserves are equal to 1360 million tons of oil, 120 million tons of gas-condensate, and 2672 billion m<sup>3</sup> of natural gas in sands, sandstones and limestones of Pleistocene, Miocene, Cretaceous and Jurassic ages at the depths of 900 to 7,300 m.*

Получено 20.07.2010 г.