

В. А. Краюшкин, В. П. Клочко

АККУМУЛЯЦИЯ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ СКЛОНЕ СЕВЕРНОЙ АМЕРИКИ

На континентальном склоне Северной Америки у відкритому морі біля Канади, Мексики і США є 322 глибоководні (222–3042 м) нафтових і газових родовища. Їх сумарні запаси дорівнюють 7605 млн т нафтового еквівалента в плейстоценових, кайнозойських і мезозойських пісках і пісковиках на глибинах від 879 до 10 692 м.

In the North America's continental slope off Canada, Mexico and USA, there are 322 deepwater (222–3042 m) oil and gas fields. Their total reserves are equal to 7605 million tons of oil equivalent in the Pleistocene, Cenozoic and Mesozoic sands and sandstones at the depths of 879 to 10 692 m.

Промышленные запасы нефти, конденсата и природного газа на континентальном склоне Северной Америки разведаны и частично разрабатываются в морских экономических зонах Канады, Мексики и США в Атлантике, Северном Ледовитом и Тихом океанах.

85 км северо-восточнее канадского о-ва Мелвилл и 40 км западнее о-ва Лохид (Канадский Арктический архипелаг), где глубина моря Бофорта 277 м, было открыто ещё в 1978 г. гигантское месторождение Уайтфиш (141 млрд м³ природного газа) скв. 1-Экс. Она фонтанировала 230 тыс. м³/сут газа совокупно из триасовых и юрских песков с глубины, соответственно равной 1900–1945 и 1526–1546 м на очень крупной антиклинали Свердрупского осадочного бассейна. Годом позднее, посередине между двумя упомянутыми островами, на другой крупной антиклинали обнаружено ещё одно гигантское (85 млрд м³) глибоководное (250 м) газовое месторождение Уайтфиш-2. Его скв. 63-Джи и 63-Экс фонтанировали по 250 тыс. м³/сут природного газа из юрских песков Кинг Христиан, вскрытых в интервале глубин 1683–1700 м, и 212 тыс. м³/сут природного газа из кайнозойских песков, залегающих в интервале глубин 879–912 м. В этом же море глубиной 544 м выявлено в 1983 г. 18 км южнее о-ва Элlef Рингнесс газовое месторождение Скалпин, содержащее в юрских песках 40 млрд м³ природного газа. Скв. 3-Скалпин, открывшая это месторождение, дала фонтан газа дебитом 213 тыс. м³/сут газа из юрских песков Кинг Христиан толщиной 20 м [2].

Глибоководное (262 м) бофортморское газонефтяное месторождение Чар разведано 42 км восток–юго-восточнее неморского газового месторождения Кинг Христиан, что на одноимённом острове, скв. 07-Джи-Чар. Из юрских песков, пройденных ею в интервале глубин 1315–1320 м, получен приток: пластоиспытателем в трубах поднят столб нефти высотой 482 м без воды, а из кайнозойских песков ударил фонтан дебитом 512 тыс. м³/сут природного газа. В 1981 г. 17 км мористее о-ва Лохид открыто глибоководное (300 м) нефтяное месторождение Сиско. Его скважина-первооткрывательница 66-Би-Сиско фонтанировала 286 м³/сут нефти плотностью 830 кг/м³ из юрских песков Авингак. С таким же дебитом нефти той же плотности и из тех же песков с глубины 1700 м дала фонтан нефти и скв. 42-Си-Сиско в 1982 г. Ещё одно глибоководное (244 м) нефтяное месторождение Аллисон выявлено скв. 47-Си-Аллисон 3,5 км мористее о-ва Элlef Рингнесс. Она фонтанировала 7,8 млн м³/сут природного газа и около 408 м³/сут нефти плотностью 866 кг/м³ совместно из верхнетриасового песчаника Хейберг и верхнеюрского песчаника Авингак на крупной антиклинали южнее крупного сброса [2, 30].

Все эти месторождения находятся в Свердрупском осадочном бассейне, полностью расположенном в Заполярье. Он развился после элсмерского орогенеза (поздний девон/ранний карбон) на складчатой, эродированной и осложнённой разломами толще горных пород более древнего Франклинского осадочного бассейна и выполнен отложениями, возраст которых из-

© В. А. Краюшкин, В. П. Клочко, 2012

меняется от среднекаменноугольного до миоценового. Карбон и пермь – это главным образом мощная толща известняков, которые по площади часто замещаются аргиллитами, глинами, глинистыми сланцами, эвапоритами, биотермами и песчаниками. Верхняя пермь отделена от нижней крупным стратиграфическим несогласием, на границе с которым в разрезе появляются интрузивные и экструзивные изверженные горные породы. Мезозойская осадочная толща состоит из морских глинистых сланцев и аргиллитов, переслаивающихся с алевролитами и песчаниками неморского генезиса. Нередко их мощность измеряется сотнями метров, а самим этим отложениям присуща фациальная изменчивость. Выше по разрезу залегают песчаники и аргиллиты, в нижнем мелу вновь появляются интрузивные и экструзивные горные породы, а в разрезе нижнего и верхнего мела – пласты каменного угля. Самыми молодыми горными породами Свердрупского бассейна являются кайнозойские отложения формации "пролив Эврика", имеющей мощность от менее 900 до 3050 м и представленной алевролитами с прослоями каменных углей [6].

Промышленно газоносными оказались подводные недра канадского глубоководья и в Девисовом проливе Лабрадорского моря. Континентальный склон здесь состоит из крупных наклонных дизъюнктивных блоков земной коры и содержит пять газоконденсатных месторождений. Самое крупное из них – Хоупдейл. Оно находится в проливе глубиной 550 м и открыто в 1978 г. скв. 33-Ай, фонтанировавшей от 405 тыс. до 524 тыс. м³/сут газа и от 50 до 56 м³/сут конденсата из мезозойских песков. Они промышленно газоносны и мористее восточного побережья материковой Канады и возле о-ва Ньюфаундленд. Так, южнее него, на Больших отмелях, где глубина Атлантики 222 м, скв. 1-43-Норт Дэйна фонтанировала 355 тыс. м³/сут газа и 45 м³/сут конденсата из юрских песчаников в интервале глубин от 4536 до 4538 м [2].

Одним из перспективных глубоководных нефтегазоносных регионов Канады является, конечно, и континентальный склон Северной Америки восточнее Новой Шотландии, в Атлантике глубиной от 300 до более 4000 м. Он простирается почти на 850 км от

границы Канада/США до восточного конца о-ва Ньюфаундленд. В общем, это – расположенная вниз по падению часть регионального депоцентра, известного как Шотландский бассейн, который содержит осадочную, преимущественно юрско-меловую толщу мощностью до 22 км, где коллекторами нефти и газа в её разрезе являются турбидитные пески и песчаники Веррилл Каньон (оксфорд–киммеридж), обнаруженные бурением. С 2001 г. здесь, в Атлантике глубиной 980–2100 м, пробурено семь скважин, но притоки газа получены только в скв. 24-Джи-Аннаполис. Она имеет забой на глубине 6182 м и фонтанировала газом из верхнемеловых турбидитных песков толщиной 30,5 м на крыле одного из минибассейнов между штоками каменной соли Арго (верхний триас), идущими из нижней части осадочной толщи, которая состоит из верхнетриасовых-нижнеюрских синрифтовых красноцветов, эвапоритов и других отложений. Красноцветы – в грабенах и трогах на поверхности кристаллического фундамента из метаморфических и изверженных пород. У этой скважины (в 500 м от нее) есть дублёр – скв. 24-Б-Аннаполис, которая на глубине 3497 м встретила сильные притоки газа, требующие их глушения и грозящие потерей ствола.

Новошотландский континентальный склон – это новая газо- и газоконденсатноносная провинция, извлекаемые ресурсы которой пока оцениваются, в среднем, до 1,161 трлн м³ газа и 795 млн м³ конденсата. Их разведке и освоению благоприятствует наличие морской нефтегазодобывной инфраструктуры на соседнем шельфе у о-ва Сэйбл и недавно законченная прокладка там подводного газопровода – канала поставки газа на крупный и быстро расширяющийся его рынок в восточной Канаде и северо-восточной части США. В Шотландском осадочном бассейне геофизикой и бурением выявлены соледиапиры протыкания и подводные каньоны – Могиканский на северо-западе, а на северо-востоке – Веррилл, Доусон и Логэн, которые пересекают бровку шельфа западнее о-ва Сейбл [25].

Таким образом, в канадской части континентального склона Северной Америки имеются, но до сих пор не разрабатываются девять глубоководных (222–980 м) место-

рождений с неподсчитанными запасами нефти и конденсата, но с суммарными начальными запасами 266 млрд м³ природного газа в триасовых, юрских и кайнозойских песках и песчаниках, откуда скважины фонтанировали от 286 до 408 м³/сут нефти, от 45 до 56 м³/сут конденсата и от 212 до 7800 тыс. м³/сут природного газа с глубины от 879 до 6182 м.

У Мексики все её морские месторождения нефти и газа – в заливе Кампече и Мексиканском заливе глубиной до 60 м. В последнем имеются 20 месторождений нефти и газа – Аренк, Арресиф Медио, Атун, Атун-110, Багр, Багр-110, Багр-501, Исла-де-Лобос, Калипса, Карпа, Марсопа, Мехильон, Морса, Пикон, Тибурон, Тинторера, Эскуало, Эстурион и два безымянных. Их нефть имеет плотность 825–916 кг/м³ и залегает в рифовых известняках Эль Абра среднего мела и миоценовых ракушняках морской части погребённого атолла, с которым связаны и все материковые нефтяные месторождения района Фаха-де-Оро. Накопленная добыча восьми (Арресиф Медио, Атун, Багр, Исла-де-Лобос, Марсопа, Морса, Тибурон и Эскуало) нефтяных месторождений равна 28,5 млн т. Известняки – трещиноватые и палеокарстовые. Ракушняки – это бут и зерняк или зерновик с пористостью около 18%, проницаемостью от 0,07 до 3 пм² и эффективно нефтегазонасыщенной толщиной от 40 до 106 м. Нефтяные залежи ассоциируются с очень активным водонапорным режимом, и данные по всем месторождениям показывают, что падение пластового давления почти равно нулю [34].

В заливе Кампече все нефтяные и газовые месторождения тоже мелководные. Самое крупное из них – Кантарель. Оно начало разрабатываться в 1979 г., даёт около 60% нефтедобычи Мексики, но находится уже на рубеже необратимого падения добычи нефти, дав 1828 млн м³ нефти из её начальных извлекаемых, равных 2862 млн м³ [20].

Истощение Кантарель и открытие многих нефтяных и газовых месторождений американцами в глубоководье Мексиканского залива привлекло внимание государственной нефтяной компании "Петролеос Мехиканос" ("Пемех") к изучению газонефтяного потенциала континентального склона как в прибрежье шт. Веракрус, так и воз-

ле месторождения Кантарель. Севернее него к 2012 году будут работать пять морских буровых станков "Пемех", а мористее упомянутого погребённого атолла уже открыты в глубоководье два газовых и два нефтяных месторождения. Правда, их нефть сверхтяжёлая. Газовые же характеризуются следующим.

Одно из них "Пемех" обнаружил глубоководной (793 м) скв. 1-Лалайл, пробуренной в Мексиканском заливе мористее побережья шт. Веракрус. Газодобывная зона, вскрытая скв. 1-Лалайл, способна давать 510 млн м³/сут газа (18 Bcfgd). Открытие второго газового месторождения глубоководной (915 м) скв. 1-Нохаль в 2006 г. имело все признаки сенсации. Будучи пробурена 102 км северо-восточнее г. Коатцакоалькос до забоя на глубине 4000 м и вскрыв, согласно каротажу, газонефтедобывную зону на глубине 3202,5 м, эта скважина дала основание "Пемех" утверждать, что здесь открыт газонефтяной потенциал, равный 1590 млн м³, а Винсенту Фоксу, президенту Мексики, объявить, что скв. 1-Нохаль выявила крупное нефтяное месторождение с запасами 1590 млн м³ нефти (1370 млн т). На самом же деле скв. 1-Нохаль открыла газовое месторождение с запасами всего 6,94 млрд м³ природного газа, фонтанировав 255 тыс. м³/сут газа [13, 20, 21, 28, 34].

В общем, у Мексики на континентальном склоне пока лишь четыре глубоководных (793–915 м) месторождения газа и нефти, а их доказанные запасы, равные почти 7 млрд м³ природного газа, залегают на глубине 3202,5 м.

Остальная часть материкового склона Северной Америки нефтегазонасна в Мексиканском заливе и побережье Калифорнии. Здесь, в тихоокеанской экономической зоне США, 19 км западнее мыса Пойнт Консепшн, где глубина Тихого океана равна 240 м, скв. 1-П-0315 в 1981 г. фонтанировала 575 м³/сут нефти из нижнемиоценовой формации Монтрей, а скв. 2-П-3015, что 1,5 км северо-западнее, где глубина океана достигает 272 м, фонтанировала 475 м³/сут нефти из той же формации, подтвердив открытие гигантского глубоководного (240–272 м) нефтяного месторождения Пойнт Архельо на антиклинали, осложнённой разломом с амплитудой 732 м. В севе-

ро-западном дизъюнктивном блоке этой антиклинали добывается нефть плотностью 855–865 кг/м³ и сернистостью до 1 мас. %, а в юго-западном дизъюнктивном блоке – нефть плотностью 916–993 кг/м³ и сернистостью 3 мас. %. Нефтеносная площадь обоих блоков – 2400 га, водонефтяной контакт (ВНК) – на глубине 2380 м, начальные геологические запасы нефти – 477–795 млн м³, извлекаемые – 48–50 млн м³, эффективно нефтенасыщенная толщина Монтрей – 70–442 м, а максимальная нефтедобыча – 15 тыс. м³/сут. Нефть залегают в трещиноватых роговиках, порцелланитах, окремнелых аргиллитах и алевролитах, трещиноватых доломитах. Их матричная пористость – до 10–20%, трещинная – от 1–2 до 10%, а трещинная проницаемость – от менее 1 до 3 пм². Из каждой трещинной зоны каждая скважина фонтанирует по 240–245 м³/сут нефти, а из всех таких зон совокупно – до 935 м³/сут при их солянокислотной обработке, репрессивной закачке в них горячей воды и использовании электропогружных насосов.

19 км юго-западнее упоминавшегося мыса, в проливе Санта-Барбара глубиной от 363 до 458 м, разрабатывается гигантское нефтяное месторождение Суорд. Его начальные геологические запасы измеряются 160 млн м³, нефтеотдача пластов – 0,10–0,11, извлекаемые запасы – 16–18 млн м³, плотность нефти – 996–1011 кг/м³. Это месторождение было открыто в 1983 году опробованием скв. 0320-П, фонтанировавшей 720 м³/сут нефти после обработки двух зон формации Монтрей поверхностно-активными веществами. Приток нефти из верхней нефтедобывной зоны достигал 125 м³/сут, а из нижней – 296 м³/сут и более. Кроме того, нефтеносной в месторождении Суорд оказалась и вышележащая формация Сискуок, откуда получен был фонтан 298 м³/сут нефти.

Невдалеке от месторождения Суорд, в проливе Санта-Барбара глубиной от 328 до 366 м, фирмами "Херитидж" и "Хармони" в 1986 г. установлены плавучие платформы (ПП) для разработки нефтяного месторождения Пескадо с суммарной нефтедобычей на каждой из этих ПП от 7950 до 9540 м³/сут из тех же пород формации Монтрей и с тех же, в общем, глубин [2].

Как видно из вышеизложенного, морская нефтегазоразведка США на материковом склоне в глубоководном прибрежье Калифорнии дала неплохие результаты, но гораздо более успешной эта разведка была в Мексиканском заливе, о чём свидетельствует нижеследующее.

В США разведано более 30 000 нефтяных и около 24 000 газовых месторождений, в том числе более 1748 месторождений нефти и газа в Мексиканском заливе. Его подводные недра продолжают быть одним из самых разведываемых в мире, наиболее промышленно освоенных и богатых нефтью и природным газом геологических объектов с успешно функционирующей и самой полной в мире инфраструктурой поиска, разведки, добычи и транспортировки нефти и природного газа. Здесь взято на государственный баланс 25 107 нефтяных и газовых залежей. 10 104 из них, т. е. 40%, выявлены в песках и песчаниках плейстоцена, 6408 (26%) – в песках плиоцена, 8559 (34%) – в песках и песчаниках миоцена, а также 52 залежи – в песках и песчаниках палеогена, в известняках мела и юры. Из подводных недр этого залива в 2008 г. добывалось, в среднем, 182 млн м³/сут природного газа и 182 тыс. м³/сут нефти, в 2009 г. – 200 млн м³/сут газа и 300 тыс. м³/сут нефти [28, 31].

Первая морская скважина на шельфе Мексиканского залива США пробурена в 1947 г. фирмой "Керр-МакГи", где глубина залива 6 м. Сегодня же, почти 60 лет спустя, здесь уже имеется более 55 000 скважин, накопленная нефтегазодобыча более 2,5 млрд т в пересчёте на нефть (НЭ) и 4000 нефтегазодобывных платформ, когда-то жёстко установленных на дно залива и ныне ожидающих выделения \$ 5 млрд для их ликвидации [1, 3].

В конце 1970 – начале 1980-х гг. был сделан первый шаг и к нефтегазодобыче на континентальном склоне Мексиканского залива США. Путеводной звездой этого было месторождение Коньяк. В нём впервые установлена жёстко на дно залива глубиной 309 м неплавучая платформа (НП), добыча 3682 тыс. м³/сут природного газа (пик добычи), запасы нефти и газа, равные 7,12 млн т НЭ, глубоководность 260–313 м и прибыльность их освоения. А принадлежащее фирме "Эксон Корпорейшн" нефтяное (7,62

млн т) месторождение Лена в заливе глубиной 310 м и добычей также с НП подтвердило вышесказанное.

В 1989 г., т. е. 10 годами позднее открытия месторождения Коньяк, выявлено нефтяное месторождение Буллуинкл с запасами 18,5 млн т и начата добыча в нём нефти с помощью НП в заливе глубиной 405 м. Другие скважины на нефть и газ бурятся и осваиваются с НП в Мексиканском заливе США глубиной 223 м (газовое месторождение Селло), 237 (нефтяное Геркулес), 260 (газовое Шапта и нефтяное Дайэмонд), 309 (нефтяное Наутилус) и 314 м (газонефтяное месторождение Вьоска Нолл – 821). Там же, где глубина залива больше, морские скважины бурятся либо с ПП или с буровых судов (БС). Как правило, только первая скважина бурится вертикально, а все остальные – это наклонные сайдтрэки и скважины отдалённого достижения.

Последние имеют вертикальный ствол, пробуренный чаще всего под кондуктор, затем ствол делают наклонным, идущим до кровли газо- или нефтеносного пласта и почти горизонтальным в самом этом пласте на протяжении до 600 или 1000 м. Скважины отдалённого достижения бурятся в море/океан либо с суши, либо с НП, или с ПП. Так, в 1999 г. французская нефтяная компания "Тоталь" пробурила с о-ва Огненная Земля в море скв. 1-СиЭн общей измеренной глубиной 11 021 м, истинно вертикальной глубиной 1665 м и отходом забоя по горизонтали от устья скважины на 10 479 м. В нефтяном месторождении Уитч Фарм пробурена с суши Соединённого Королевства в пролив Ла-Манш нефтедобывающая скважина общей глубиной 10 658 м, вертикальной глубиной 1605 м и отходом забоя от устья по горизонтали на 10 114 м. Гигантское газонефтяное месторождение Чайво, что 5–15 км мористее тихоокеанского побережья северного Сахалина, разрабатывается девятью скважинами отдалённого достижения, совокупно дающими 7950 м³/сут нефти и 2550 тыс. м³/сут природного газа. Одна из этих скважин имеет отход по горизонтали 9246 м и измеренную длину ствола 10 183 м. В разработку Чайво инвестировано \$ 4,9 млрд. Скважины отдалённого достижения, пробуренные с ПП или БС, используются и в глубоководье Мексиканского

залива США, например, для добычи нефти и газа в глубоководном (568 м) месторождении Помпано (12,5 млн т НЭ) и глубоководном (829 м) нефтяном (31 млн т) месторождении Тройка, где имеются три скважины с отходом их забоев по горизонтали от устьев в границах от 4734 до 5642 м [1, 3].

Континентальный склон Северной Америки в Мексиканском заливе США оказался богаче нефтью и газом, чем шельф в этом же заливе, и более крупные их месторождения, в том числе гигантские и сверхгигантские, всё чаще открываются под всё более глубокими (вплоть до 3050 м) водами и всё на большей глубине (вплоть до 10 692 м) залегающие осадочной толщи. Это опровергает мнение Национального Нефтяного Комитета (ННК) США, что в более глубоководных частях залива и на большей глубине залегающие осадочной толщи будут вскрываться бурением в ней запасы преимущественно природного газа, размеры залежей нефти и газа будут уменьшаться, качество нефти и газа будет ухудшаться, пористость и проницаемость песков и песчаников, являющихся нефтегазовыми коллекторами, уменьшаться и дебиты глубоководных скважин будут падать.

Сейчас, однако, твёрдо установлено бурением и опробованием скважин на приток, а также изучением керна следующее.

Миссисипи и другие реки восточнее и западнее неё приносили колоссальные количества гравия и песка на шельф и континентальный склон, где происходило осаждение-седиментация упомянутого твёрдого стока. Гравий выявлен не только в кернах, отобранных скв. 96 из "Проекта Глубоководного Морского Бурения" и являющихся частью подводного конуса выноса осадков р. Миссисипи, но и в миоценовой толще на глубинах более 5185 м в Блоке 657-Миссисипи Каньон, 160 км вниз по падению (скло-ну) от эквивалентного по возрасту края шельфа. Плейстоценовые и плиоценовые турбидитные пески имеют пористость в нефтяном глубоководном (792 м) месторождении Дженисис 32–28% и проницаемость от 0,4 до 3,0 пм² (0,4–3,0 дарси), плиоценовые пески месторождения Конститушн на глубине от 3660 до 4575 м – 28% и более 0,82 пм², нефтяного месторождения Ойгер на глубине 6100 м в миоценовых

песках – 26% и 0,35 м², а миоценовые и плиоценовые нефтеносные пески эффективной продуктивной толщиной более 135 м в пачке из 14 нефтедобывных горизонтов глубоководного (829 м) месторождения Марс (94 млн т) на глубине 6100 м – более 30% и более 1 м². Пробуренная же фирмой "МакМоран Эксплорейшн" в 2010 г. скв. 1-Дэйви Джонс в Блоке 230-Саут Марш Айленд вскрыла газонефтеносные палеоцен/эоценовые пески формации Уилкоккс, характеризующиеся пористостью 20% и высокой проницаемостью в интервале глубин от 8326,5 до 8581 м [1, 3, 19, 29].

Что касается дебитности глубоководных нефтяных и газовых скважин, результаты их испытания на приток свидетельствуют о следующем. Из песков даже сантиметровой толщины в глубоководном (458 м) газоконденсатном (5,12 млн т НЭ) месторождении Тахо каждая скважина фонтанировала более чем по 821 тыс. м³/сут природного газа и 155 м³/сут газоконденсата. Индивидуальный дебит скважин в глубоководном (630 м) газовом (8,9 млрд м³) месторождении Попай определяется 1600–1700 тыс. м³/сут, глубоководном (829 м) газонефтяном (31 млн т НЭ) месторождении Тройка – 1869 тыс. м³/сут газа и 4930–6603 м³/сут нефти, глубоководном (1158–1205 м) газонефтяном (53,3 млн т НЭ) месторождении Урса – 2300 тыс. м³/сут газа и 4770–4800 м³/сут нефти, глубоководном (1650 м) газонефтяном (17,13 млн т НЭ) месторождении Мэнса – 2832 тыс. м³/сут газа, а в глубоководном (1326 м) газонефтяном (20 млн т НЭ) месторождении Майка – 4106 тыс. м³/сут газа. В глубоководном (536 м) нефтяном (9,4 млн т) месторождении Жолье скважины фонтанировали индивидуально по 475 м³/сут нефти, глубоководном (412 м) месторождении нефти (18,5 млн т) Буллуинкл – по 635 м³ и более в сутки, глубоководном (2124 м) нефтяном (68,5 млн т) месторождении Джек – 955 м³/сут, глубоководном (872–915 м) нефтяном (14,35 млн т) месторождении Гомес – по 1865–2164 м³/сут, глубоководном (872 м) нефтяном (29,5 млн т) месторождении Ойгер – до 2050 м³/сут, глубоководном (896 м) газонефтяном (94 млн т НЭ) месторождении Марс – до 2400 м³/сут нефти, глубоководном (1225 м) газонефтяном (70 млн т НЭ) Таити – от 3975 до 4770 м³/сут нефти,

глубоководном (1652 м) нефтяном (23,4 млн т) Хорн Маунтин и глубоководных (1850–1856 м) месторождениях Тандер Хорс Норт (68,5 млн т) и Тандер Хорс Саут (130 млн т) – до 6000–6400 и даже 7950 м³/сут нефти, причем в двух последних месторождениях 27 скважин фонтанируют нефтью с глубины от 6634 до 8672 м из песков Уилкоккс палеоцена/эоцена [1, 3].

До 2003 г. типичная поисково-разведочная скважина на конетинентальном склоне в этом заливе стоила \$ 40 млн (на суше США – \$ 100 тысяч). В глубоководном (1198 м) нефтяном (17 млн т) месторождении Мираж имеются две скважины истинно вертикальной глубиной 5063 и 6632 м суммарной стоимостью \$ 65 млн, из которых \$ 10 млн – это плата за простой морского бурового станка из-за погодных условий. Глубоководное (2954 м) нефтяное (109,59 млн т) месторождение Трайдент (Трезубец) открыто скважиной глубиной 6253 м и стоимостью \$ 34 млн. Скв. 2-БАХА, открывшая нефть в песках палеогена и пробуренная на глубину 5845 м в заливе глубиной 2321 м, обошлась \$112 млн, а бурение каждой скважины в газонефтяном (45 млн т НЭ) месторождении Дэйви Джонс требует \$ 100 млн на её строительство плюс \$ 50 млн на каротаж и освоение в колонне [1, 3, 19, 29].

Скорости бурения глубоководных скважин на нефть и природный газ Мексиканского залива большие. Например, упоминавшаяся выше скв. 1-Трайдент пробурена за 66 суток, а глубоководная (884,5 м) скв. 1-Дрожки глубиной 6463 м в нефтяном (24 млн т) месторождении Дрожки – за 30 суток. Глубоководное (800–1599 м) нефтяное (60 млн т) месторождение Пони открыто скв. 1-Пони, бурившейся 100 суток на глубину 9897 м. Столько же времени бурилась и глубоководная (1787 м) скв. 1-Каскида, вскрывшая на глубине 9912 м газонефтяное месторождение с запасами, равными 475 млн т в пересчете на нефть.

Сверхглубинная глубоководная газонефтегазозведка своими успехами обязана и наличию соответствующего парка морских передвижных буровых станков – БС и полупогружных ПП. Одни из БС способны бурить на глубину 6100 м в море глубиной 200–500 м, другие – на 6100–10 675 м в море глубиной 501–1000 м, на 6100–7625 м в море глуби-

ной 1001–1500 м, на 7625 м в море глубиной 1501–2000 м, на 7625–10 675 м в море глубиной 2001–2500 м, на 10 675 м в море глубиной 2501–3000 м и на 9150–11 285 м в море глубиной 3001–3500 м.

Что касается ПП, одни из них могут бурить на глубину 5940–9150 м в море глубиной 200–500 м, другие ПП – на глубину 6100–9150 м в море глубиной 501–1000 м, на глубину 6100–9000 м в море глубиной 1001–1500 м, на глубину 6100–10 675 м в море глубиной 1501–2000 м, на глубину 7625–11 437 м в море глубиной 2001–2500 м, на глубину 7625–10 675 м в море глубиной 2501–3000 м и на глубину 9150–10 675 м в море глубиной 3001–3500 м. Эти ПП сдаются в аренду американскими фирмами "ГлобалСантаФе", "Дайэмонд Оффшор", "Петродрилл", "Трансоушн" (все из Хьюстона) и "Ноубл Дриллинг" (Шугер Лэнд), а также аналогичными бразильскими, датскими, итальянскими, китайскими, мексиканскими, норвежскими, шотландскими и японскими компаниями. У них же можно арендовать и БС [3].

Стоимость аренды БС и ПП в Мексиканском заливе в 1995 г. определялась 64 тыс. дол./сут, в 2002 г. – 110–120 тыс. дол./сут, в 2005 г. – 166–205 тыс. дол./сут за одно БС или 125 000–201 800 дол./сут за одну ПП. С 2007 г. в Мексиканском заливе работает принадлежащее фирме "ГлобалСантаФе" динамически позиционирующееся БС "К.Р. Луигз" при арендной плате 180 тыс. дол./сут по 2008 г., за 200 тыс. дол./сут в 2009 г. и за 300 тыс. дол./сут в 2010–2011 гг. Арендная плата здесь за одну ПП сейчас лежит в границах от 125 тыс. до 202 тыс. дол./сут и 300 тыс. дол./сут в 2012 г. [1, 3].

Скорость ввода первой скважины в нефтегазодобычу определяется в глубоководье залива, в среднем, восемью годами при использовании ПП с растянутыми опорами, пятью годами при иной ПП, а для скв. 4-63-Этуотер Вэлли – 3,8 лет. Затраты на освоение подводного газонефтяного потенциала зависят от глубоководности, количества и глубины скважин, неплавучих и плавучих платформ, подводных нефтегазодобывных систем (ПС) из обвязки устьев скважин, манифольдов, внутривидовых трубопроводов, райзеров, средств дистанционного управления работой скважин и др.

Разработка в Мексиканском заливе США газонефтяных месторождений Морпет, Орегано и Серрано/Сорано обошлась по \$ 0,2 млрд. Первое из них содержит запасы нефти и природного газа, равные 10,5 млн т НЭ, и разрабатывается с глубоководной (518 м) ПП, второе – с его 6,5 млн т НЭ и глубоководной (1034 м) ПП, а третье – с 6,7 млн т и глубоководной (961 м) ПП. В нефтяное глубоководное (588–610 м) месторождение Нептун, содержащее 21 млн т, инвестировано \$ 0,3 млрд, в глубоководное (535 м) нефтегазовое месторождение Петроний с его 12,5 млн т НЭ – \$ 0,4 млрд, глубоководное (988 м) нефтяное (13,5 млн т) Марлин – \$ 0,5 млрд, глубоководное (829 м) нефтяное месторождение Тройка с его 31 млн т – \$ 0,7 млрд. Освоение глубоководного (792 м) нефтяного (21,5 млн т) месторождения Дженисис и глубоководного (568 м) газонефтяного (12,5 млн т НЭ) Помпано потребовало по \$ 0,8 млрд. На разработку глубоководного (610–1220 м) газонефтяного (36 млн т) Рэм/Пауэлл затрачено \$ 1 млрд, глубоководного (896 м) нефтяного (29,5 млн т) Ойгер – \$ 1,2 млрд, глубоководного (1205–1158 м) нефтегазового (53 млн т НЭ) Урса – \$ 1,5 млрд, глубоководного (1342–2165 м) нефтегазового (91,5 млн т НЭ) месторождения Атлантис – \$ 2 млрд. Разработка месторождений нефти и природного газа, залежи которых вскрыты сверхглубокими (6100 м и более) глубоководными скважинами, например, глубоководного (896 м) газонефтяного месторождения Марс с его 94 млн т НЭ, где глубина скважин от 3050 до 6100 м, обошлась \$ 1,2 млрд, глубоководного (1433 м) нефтяного (27,5 млн т) Тонга Уэст глубиной 7832 м и глубоководного (1372 м) нефтяного (27,5 млн т) Сизар глубиной 9065 м – по \$ 1,3 млрд. В освоение глубоководного (1225 м) нефтяного (70 млн т) месторождения Таити глубиной 7995 м вложено \$ 3,5 млрд, а глубоководного (1328 м) нефтяного (55 млн т) месторождения Шеньцзы глубиной 8320 м – \$ 4,4 млрд [1, 3].

К концу 2002 г. на континентальном склоне Северной Америки в Мексиканском заливе США было 1178 скважин, в том числе 255 поисково-разведочных, а также 925 эксплуатационных, газо- и водонагнетательных, и 219 глубоководных (260–2954 м)

месторождений нефти, конденсата и природного газа, доказанные (извлекаемые) запасы которых исчислялись 1855 млн т НЭ в песчаниках плейстоцена, плиоцена, миоцена и палеоцена на глубине от 2287,5 м (нефтяное месторождение Ист Брэкс-599) до 7732 м (нефтяное месторождение Каскад) и даже 8320 м (газонефтяное Мэнса). Наиглавнейшими в то время газонефтепоисковыми объектами здесь являлись верхний и нижний плейстоцен: их потенциальные запасы определялись 755 млн м³ нефти с конденсатом и 1578 млрд м³ газа, тогда как у среднего миоцена – 37 млн м³ нефти с конденсатом и 426 млрд м³ газа, у палеогена и нижнего мела – менее 1,5 млн м³ нефти и 4 млрд м³ газа, у верхней юры – менее 1,5 млн м³ нефти и 90 млрд м³ природного газа [2, 28].

На 1 января 2011 г. к вышеупомянутому количеству месторождений нефтегазоразведка добавила ещё 89 глубоководных (306–3042 м) месторождений природного газа, нефти и конденсата, в том числе 14 газовых глубоководных (640,5–2417 м), 40 газонефтяных глубоководных (306–3042 м) и 35 нефтяных глубоководных (457,5–2921 м).

Газовые месторождения – это Бушвуд (глубина залива 823,5 м), Клипер (2102), Коронадо (915), Кристалл (843), "Кю" (2417), Лонгхот (732), Луций (2196), Миссисипи Каньон-241 (736,5), Миссисипи Каньон-505 (823,5), Пиренеи (640,5), Ригл (1586), Севентин Хэндз (1769), Тандер Хок (1746) и Уинтер (1037 м).

Газонефтяными являются месторождения Андуин Уэст (глубина залива 822 м), Атлас (2800), Атлас Норт Уэст (2687), Блайнд Фэйт (2135), Вортэкс (2569), Вьоска Нолл (314), Глэддэн (950), Грин Каньон-141 (794), Грин Каньон-448 (996), Грин Каньон-490 (1141), Грэйт Уайт (2265), Дайэмонд (3042), Далматизн (1732), ДеСото Каньон-620/621 (2470), Джубили (2684), Дорадо (1067–1220), Доусон Дип (885), Дэймос (915), Жёксфер (860), Изабела (1982,5), Каньон Экспресс (1017), Каскида (1787), Кинг Саут (1677,5), Миссисипи Каньон-72 (922), Миссисипи Каньон-503 (945), Миссисипи Каньон-519/563 (1987), Миссисипи Каньон-941 (2223), Рэдрокк (1097), Сан-Хасинто (2394), Сарджент (665), Силвертип (2768), Спайдермэн/Амазон (2470), Телемарк (1337), Ти-

кондерога (1601), Титан (1194), Тобаго (2936), Тортуга (1922), Фридом (1859), Хэл (2335) и Шафт (306 м).

Нефтяные же месторождения – это Баккин (глубина залива 2110,5–2135 м), безымьянное аварийное (1500), Биг Фут (1525), Вито (1231), Ганфлинт (1860), Голд Фингер (1654), Джек (2123), Джулия (1991), Дрожки (884,5), Дэс Бамп (2106), Ист Брэкс (976), К-2 Норт (1220), Каскад (2482–2531), Кодяк (1520), Мишн Дип (2226,5), Мэнди (752), Мэнса Дип (1650), Нотти Хэд (1068), Пони (800–1599), Пума (1260), Пэтфайндер (1232), Сен-Мало/Дэйна Пойнт (2104,5–2134), Сизар (1372,5), Стоунс (1372,5), Тайбер (1260), Тонга Уэст (1433,5), Тритон (1604), Тубулар Бэллз (1322), Фрисиэн (1220), Чингиз Хан (1312), Шенандоа (1754), Шеньцзы (1328) и Этуотер Вэлли-63 (942 м).

Юрская каменная соль является главным структурообразующим элементом осадочной толщи на континентальном склоне Северной Америки в Мексиканском заливе США. Рельеф его дна с каньонами Аламинос, Грин, Десото, Китли и Миссисипи, котловинами Ист Брэкс и Этуотер Вэлли, возвышенностями Вьоска Нолл, Гарден Бэнкс, Дестин Доум, Ллойд Ридж, Уокер Ридж и Юинг Бэнк, а также с "оспинами" подводных грязевых вулканов и 180 активными естественными выходами нефти и природного газа в ассоциации с 50 крупными колониями донных хемосинтетических биосообществ (двустворки, трубчатые черви, метаноядные бактерии) обусловлен преимущественно галокинезом в связи с аккумуляцией продуктов колоссального плиоцен-плейстоценового твёрдого стока р. Миссисипи. Эта соляная тектоника создала и аллохтонные соляные чешуи, надвинутые до эскарпа Сигзби, что в центре залива с океанической земной корой, и купола, и антиклинали, на сводах и крыльях которых находятся вышеупомянутые месторождения с тремя-восемью и даже 14 промышленными залежами нефти и газа в верхнеплейстоценовых – палеоценовых песках и песчаниках.

Юрская каменная соль образует "навес" толщиной 2440–4575 м в месторождении Сен-Мало. Она внедрялась в осадочную толщу плейстоцена, неогена и палеогена не только вертикально, но и латерально, так что во многих местах и миоценовые, и

плейстоценовые отложения многократно "прослаиваются" этой каменной солью. Она перемещалась, "текла" горизонтально между некоторыми пластами осадочных пород со скоростью, равной нескольким сантиметрам в год. Это свидетельствует не о пассивной здесь окраине Североамериканского материка, а о такой же тектонически активной его границе, как у большинства литосферных плит, и о такой же, как в Каспийском, Северном, Средиземном и Чёрном морях, в морской акватории Индонезии и Нигерии, ныне активной вертикальной восходящей миграции нефти и природного газа через разломы и трещины в осадочной толще морского дна [1].

К концу 2002 г. нефтегазоразведка на континентальном склоне в Мексиканском заливе США достигла и многих других успехов. Это разработка и успешное применение новейшей технологии сейсморазведки, которая позволяет выявлять и готовить к бурению поисковые геологические объекты под горной массой каменной соли толщиной до 2440–4575 м, и бурения скважин через такую толщу соленосных пород, что обусловило резкое увеличение коэффициента промышленных открытий до 0,92–0,96, расширение и углубление фронта глубоководных нефтегазопроисловых и нефтегазодобывных работ. Необычайно высокие дебиты нефтяных и газовых скважин в глубоководье залива потребовали радикальной ревизии стратегий рациональной разработки месторождений и экономики нефтегазодобычи. В результате этого, например, месторождение Мэнса, открытое скважиной с дебитом 2,832 млн м³/сут природного газа и имеющее начальные его доказанные (извлекаемые) запасы 28,32 млрд м³, разрабатывается только тремя скважинами с ПС, а не 30–40 скважинами, как неадекватно указывал НК США [28, 31].

2003 г. отличался в глубоководье залива бурением разведочных скважин в газовых и нефтяных месторождениях, а также эксплуатационных в тех из них, которые вводились в разработку. Тогда же были открыты месторождения Вортэкс и Джубили. Первое из них – нефтегазовое. Оно – в заливе глубиной 2545 м, где пробурены скв. 1-Вортэкс и 2-Вортэкс, забои которых находятся на глубине 5895 м, а высококачественная газонефтедо-

бывная зона толщиной 23 м вскрыта в песках миоцена. Месторождение Джубили, расположенное на площади Блоков 305 и 349-Этуотер Вэлли, а также Блоков 265- и 309-Ллойд Ридж, где глубина залива 2684 м, выявлено скв. 1-349-Этуотер Вэлли 320 км юго-восточнее Нового Орлеана. Будучи пробурена на глубину 5584 м, эта скважина вскрыла газонефтеносную зону толщиной 25 м с запасами от 5,5 до 6,8 млн т НЭ [3].

К концу 2003 и началу 2004 г. глубоководная нефтегазодобыча выросла здесь до уровня 152 472 м³/сут нефти и 102 млн м³/сут газа, т. е. соответственно на 535% и 620% с 1995 г., впервые превысив в начале 2000 г. нефтегазодобычу шельфа Мексиканского залива. Когда начался 2004 г., в этом заливе шла по технологическим проектам разработка 90 глубоководных месторождений нефти и газа, а также продолжались поиски и открытия их месторождений в здешнем глубоководье.

Нефтегазовые открытия 2004 г. на континентальном склоне Мексиканского залива США – это месторождения Атлас Норт Уэст (глубина залива 2687 м), Голд Фингер (1675), Доусон Дип (885 м), Пума (1260), Сан-Хасинто (2394), Тандер Хок (1746 м), Тикондерога (1601 м) и Тобаго (2936 м).

"Бритиш Петролеум" ("БП") и её партнёры ("БиЭйчПи Билитон" и "Юнокал") сообщили об открытии месторождения Пума скв. 1-Пума, пробуренной 225 км мористее побережья шт. Луизиана до глубины 5805 м и вскрывшей нефтеносную зону толщиной 152,5 м в песчаниках миоцена. Две разведочные скважины подтвердили это открытие в Блоке 823-Грин Каньон.

Фирма "Керр-МакГи Корп." из Оклахома-Сити, США, открыла более 76 м высококачественной газонефтеносной (главным образом нефть) зоны своей глубоководной скв. 1-Тикондерога и её соседкой-скважиной, пробуренной наклонно с того же места в Блоке 768-Грин Каньон. Глубина скважины – 4134,5 м, глубина залива здесь – 1601 м, а оценка запасов – 4,8–7,95 млн м³ НЭ для этих двух скважин. Прорабом является "Керр-МакГи", её партнёром – "Ноубл Энерджи Лтд" из Хьюстона с паями по 50%. Эти запасы могли бы разрабатываться за счёт подключения по ПС к ПП месторождения Конститьюшн, что 9 км севернее.

"Доминион Эксплорейшн энд Продакшн Инкорп." открыла нефть на своей, подготовленной сейсмикой, площади в Блоке 771-Миссисипи Каньон скважиной, пробуренной в Мексиканском заливе глубиной 1654 м, найдя на 4575 м нефтеносный песок толщиной 17,5 м. Вероятно, эта скважина будет работать по ПС на ПП месторождения Дэвилз Тауэр, что в соседнем Блоке 773-Миссисипи Каньон. К этой же ПП подсоединена фонтанная нефтяная скв. 4 месторождения Тритон, что в Блоке 772-Миссисипи Каньон, и скв. 1 в Блоке 728-Миссисипи Каньон. "Доминион" с паем в 75% является прорабом в глубоководных месторождениях Дэвилз Тауэр, Голд Фингер и Тритон. Месторождение Дэвилз Тауэр в Блоке 773-Миссисипи Каньон введено на поток 5 мая 2004 г. и должно давать в течение года 1,699 млрд м³ газа на ПП, установленную в заливе глубиной 1711 м.

"ЭНИ Петролеум Инкорп." подписала контракт с "Интек Инджиниринг Партнершип Лтд" (Хьюстон), которая обеспечивает техпомощь по донно-подводному обустройству (ПС) глубоководного месторождения "К-2", что в Блоке 562-Грин Каньон. Это месторождение в заливе глубиной 1190–1312 м имеет трёхскважинный "куст" севернее разлома и две скважины к югу от него. Он делит складку на два дизъюнктивных блока. Все скважины по ПС длиной около 13 км подсоединены к ПП с растянутыми опорами, спроектированной на нефтедобычу 9540 м³/сут нефти, которая начата в марте 2005 г. Весной же 2004 г. выполнены работы по прокладке донных теплоизолированных нефтепроводов от каждой скважины к групповым манифольдам, а от них к ПП по двойному (труба в трубе) экспортному донному нефтепроводу.

В 2004 г. началась газодобыча в месторождении Рэд Хок. Оно выявлено в заливе глубиной 1616,5 м, на площади Блока 877-Гардн Бэнкс, 288 км южнее Интракостл-Сити, шт. Луизиана. Эксплуатируются две скважины. Одна из них имеет глубину 7042 м. Совместно же они в 2004 г. фонтанировали 3,398 млрд м³/сут природного газа. В том же году "Шелл" начала добывать нефть в глубоководном месторождении Глайдер, что в Блоке 248-Миссисипи Каньон, примерно 265 км юг-юго-западнее Но-

вого Орлеана. Добыча идёт с помощью ПС, присоединённой по закопанному в донные осадки теплоизолированному нефтепроводу диаметром 152,4 мм и длиной 11 км к ПП месторождения Брут.

"Доминион Эксплорейшн энд Продакшн" начала добычу нефти и газа из глубоководного (1710 м) месторождения Дэвилз Тауэр 224 км юго-восточнее Нового Орлеана, в Блоке 773-Миссисипи Каньон, пока одной скв. 1-А-773, являющейся первой из восьми законченных испытанием скважин, которые последовательно вводятся в нефтегазодобычу. В течение первых 12 месяцев месторождение дало 1700 млн м³ газового эквивалента на ПП, способное получать 9540 млн м³/сут нефти и 3,1 млн м³/сут газа [17]. Бригада, работавшая в 2004 г. на ПП "Дипуотер Наутилус", установила на дно нефтяную "ёлку" в заливе глубиной 2309 м. Эта "ёлка" – на устье скв. 2-Си, что в глубоководном месторождении Кулон, входящем в группу месторождений На Кика. Вообще же подводная обвязка устьев скважин увеличилась от глубины залива 446 м (1988 г.) до 2201 м (2002 г.).

В 2004 г. введена в эксплуатацию и скв. 1-Грин Каньон-518 благодаря её подводному подключению к ПП с растянутыми опорами, что в месторождении Марко Поло. Эта скважина, пробуренная вертикально на глубину 8144 м в заливе глубиной 1220 м в Блоке 562-Грин Каньон, что 240 км южнее Нового Орлеана, открыла нефтяное месторождение К-2 Норт с нефтедобывной зоной толщиной 38 м.

2005 г. ознаменовался выявлением глубоководного (2417 м) газового месторождения "Кю" 160 км юго-восточнее Венис, шт. Луизиана. Скважина-первооткрывательница выявила здесь массивный высококачественный газодобывной песок среднего миоцена толщиной 33,5 м. Кровля газовой залежи вскрыта на глубине 5381 м. Разработка начата в 2007 г., будучи увязана со строительством газодобывной ПП, являющейся центром газодобычи и способной перерабатывать 24 млн м³/сут природного газа. В том же году в Блоке 599-Ист Брэкс открыто глубоководное (976 м) нефтяное месторождение Ист Брэкс-599 глубиной 2788 м с высококачественной нефтедобывной зоной из нескольких песков сводной

толщиной более 41 м. Скважина-первооткрывательница временно законсервирована, а само месторождение будет разрабатываться с его подводным подключением к находящемуся в 5 км нефтедобывному плавучему центру Бумванг, что в Блоке 643-Ист Брэкс. "Шеврон Корп." ввела в 2005 г. в разработку газонефтяное глубоководное (2135 м) месторождение Блайнд Фэйт (Слепая вера). Оно – в Блоках 695 и 696-Миссисипи Каньон, 256 км юго-восточнее Нового Орлеана, и имеет ПП производительностью 6165 т/сут нефти и 1275 тыс. м³/сут природного газа. Блайнд Фэйт, открытое в 2001 г. и позднее подтверждённое разведочными скважинами в 2004 г., содержит 14 млн т НЭ в миоценовых песках толщиной 61 м на глубине от 6374 до 7412 м, где аномально высокие пластовые давления (АВПД) и температуры (АВПТ), равные 105 МПа и 150°С. При работе трёх скважин здесь добыча из них равна суммарно 4770 м³/сут нефти и 850 тыс. м³/сут газа. Бурятся ещё две скважины, которые, войдя в эксплуатацию, доведут совокупную добычу до уровня 7155 м³/сут нефти и 1275 тыс. м³/сут газа, которые пойдут от индивидуальных подводно-донных "ёлки" в донный манифольд с четырьмя входами, а из манифольда – к ПП по многофазному трубопроводу диаметром 177,8 мм и длиной 7 км. Проектная схема нефтедобычи имеет в виду и газлифт [17].

"Пайонир Нэйчрл Рисосис Ко." сообщила в 2005 г. об открытии глубоководного месторождения Клипер в Блоке 299-Грин Каньон и заявила, что она не может осветить никаких деталей открытия, поскольку этот блок попал в программу лишения прав в глубоководье Мексиканского залива, которая начала осуществляться. Эта программа также охватывает добычу из месторождений Каньон Экспресс и Дэвилз Тауэр, разведываемые месторождения Озона Дип и Тандер Хок, а также 90 других поисковых блоков.

Морское газонефтяное месторождение Констительюшн, открытое в 2001 г. на расстоянии 192 км от побережья Луизианы и оконтуренное 11 скважинами из 19 пробуренных, состоит из дизъюнктивных блоков (один – газоносный, четыре нефтеносных). Девять скважин – сайдтрекки (т. е. скважины, пробуренные наклонно с того же места,

но в разные стороны от вертикальной, основной скважины при "кустовом" разбуривании как в поисковом, разведочном, так и эксплуатационном бурении). Считается, что это месторождение – в солёном минибассейне с нефтегазоулавливанием вдоль краёв соляного хребта. Коллекторами нефти и газа в Констительюшн являются плиоценовые пески на глубине 3660–4575 м. Первая скважина встретила более 30,5 м их нефтедобывной толщи, а вторая скважина – около 107 м. Пористость песков почти 28 %, проницаемость более 0,8 пм² (800 мД). Добываемая нефть имеет плотность 865 кг/м³ из семи нефтегазоносных зон. В 2004 г. всего 8 км южнее Констительюшн открыто нефтяное месторождение Тикондерога, в котором пока только две скважины. ПП, обслуживающая оба месторождения, способна принимать из скважин и обрабатывать (обессоливать, обезвоживать и т. п.) 11 130 м³/сут нефти. Она и отдельно газ транспортируется отсюда, из Блока 680-Грин Каньон с глубиной залива 1516 м, по подводным трубопроводам на НП в Шип Шоул [1, 3].

"Доминион Эксплорейшн энд Продакшн Инкорп." наладила в 2006 г. постоянную добычу газа из месторождения Ригл, что в Блоке 296-Миссисипи Каньон, и в месторождении Севентин Хэндз (Семнадцать рук), что в Блоке 299-Миссисипи Каньон. Они оба – 192 км юго-восточнее Нового Орлеана. Ригл – в заливе глубиной 1586 м, а Севентин Хэндз – в заливе глубиной 1769 м и разрабатываются с помощью ПС, подсоединённых к платформе Вьоска Нолл-900, принадлежащей "Шеврон Корп.". ПС обоих месторождений спроектирована на совместную газодобычу 4,5 млн м³/сут. "Доминион" является прорабом в обоих месторождениях, владея 53% интереса в Ригле и 38% в Севентин Хэндз.

"Шеврон Корп." выявила в 2006 г. глубоководное газонефтяное месторождение Биг Фут в Блоке 29-Уокер Ридж, что 360 км южнее Нового Орлеана. Скважина-первооткрывательница в заливе глубиной 1525 м пробурена до глубины 7664 м и встретила добычную зону эффективно нефтенасыщенной толщиной 91,5 м или более. Биг Фут обнаружено вскоре после ноттихэдской скважины-первооткрывательницы, выявившей 183 м нефтедобывной толщи из многих

эффективно нефтенасыщенных песков. Обе эти скважины пробурены через тренд миоценового складчатого пояса [18].

"Анадарко Петролеум Корп." в 2006 г. открыла нефтяное месторождение Мишн Дип в Блоке 955-Грин Каньон, вскрыв скважиной, пробуренной до глубины 7625 м в заливе глубиной 2226,5 м, более 76 м нефтесодержащей зоны в главном среднемиоценовом объекте. Сейчас эта скважина временно задавлена и законсервирована, но в будущем она будет углублена на вторичной объекте раннекайнозойского возраста. Будет пробурен и сайдтрекк для оконтуривания залежи [7].

"Шелл" начала в 2007 г. добывать нефть и газ из глубоководного (915 м) месторождения Деймос, что неподалеку от месторождения Марс, на границе Блоков 762- и 806-Миссисипи Каньон. На первой стадии разработки три скважины подключают к ПП месторождения Марс. Деймос имеет газонефтесодержащую зону толщиной 163 м в ранее установленных и новых объектах, которые дают 4770 м³/сут НЭ. У "Шелл" – 71,5% интереса, а у "БП" – 28,5% [32].

В 2006 г. открыты месторождения Каскида глубиной 9912 м и Пони глубиной 9896,5 м. Вместе они содержат запасы нефти и газа, равные более половины того, что суммарно открыто в глубоководье залива за 2006 г., т.е. более 119 млн м³ НЭ. Каскида встретила 245 м эффективно нефтенасыщенной добычной зоны в кайнозойских песках, а каротажные диаграммы в Пони указывают на наличие 145 м нефтенасыщенных песчаников в миоценовых толщах. Более глубокая, более сложная глубоководная нефтегазоразведка привела к среднему времени бурения одной скважины более 100 суток [3].

"Маратон Ойл" сделала глубоководное открытие нефти в Блоке 244-Грин Каньон, что в заливе глубиной 884,5 м почти 219 км юг-юго-западнее Венис, шт. Луизиана, где скв. 1-Дрожки (бывшая скв. 1-Тройка Дип) пробурена на глубину 6463 м и встретила высококачественные нефтеносные коллекторы. В скважине закаментировано около 76 м эффективно нефтенасыщенной продуктивной зоны. "БП" и "Ноубл Энерджи" выявили нефтегазодобывную зону на своей площади Изабела около 240 км юго-восточ-

нее Нового Орлеана, т. е. в Блоке 562-Миссисипи Каньон, скважиной глубиной 5825 м, пробуренной в заливе глубиной 1982,5 м. Нефть и газ здесь – в двух высококачественных залежах. Эта скважина временно законсервирована до составления плана её эксплуатации. Скорее всего она будет подключена к соседней инфраструктуре морского месторождения На Кика, где прорабом является "БП" [15].

"Маратон" закончила освоением сайдтрекк и оценочную скважину в месторождении Дрожки, где по данным этих трёх скважин, запасы нефти плотностью 865–876 кг/м³ и газа в песках верхнего миоцена оцениваются, в среднем, 12,7–14,3 млн м³ (11–12 млн т) НЭ. Газонефтесодобыча здесь начнется после 2010 г. подключением к мощностям соседнего (всего в 3 км) месторождения Тройка [15]. А "Хеликс Энерджи Солюшнс" выявила в Блоке 505-Миссисипи Каньон, что 232 км мористее Галвестона, шт. Техас, в заливе глубиной 823,5 м, безымянное пока месторождение с запасами 1,416 млрд природного газа [11–14].

"Шеврон Корп." объявила, что в мае 2009 г. началась добыча из месторождения Таити 19 875 м³/сут нефти и 1982 тыс. м³/сут газа. Оно открыто в 2002 г., содержит от 55 млн до 68,5 млн т нефти, находится 304 км южнее Нового Орлеана, на площади Блоков 596-, 597-, 640- и 641-Грин Каньон, где глубина залива 1250,5 м, и первая фаза его разработки обошлась \$ 2,7 млрд. Главные нефтеносные пески имеют ранне- и среднемиоценовый возраст и залегают на глубине 7015–8540 м под соляным "навесом" толщиной 2440–4575 м. Одна глубокая скважина даёт нефтесодобычу с глубины 8143,5 м. Согласно "Шеврон", это – рекордно глубокая в заливе действующая нефтяная эксплуатационная скважина. Нефтесодобыча поступает из шести скважин двух подводно-донных "кустов" на ПП [33].

Глубоководные месторождения Мираж и Телемарк обслуживаются плавучим газонефтесодобывным центром "Телемарк", который планируется подключить к ПП, принадлежащей "АТП", находящейся в месторождении Титан и осуществляющей как бурение, так и добычу нефти и газа. Эта ПП в Титане способна добывать 3975 м³/сут нефти и 1476 тыс. м³/сут газа. Скв. 3-Мираж

пробурена в заливе глубиной 1220 м. В ней закаротирована газонефтедобывная зона толщиной более 76 м, т. е. более чем в 2 раза больше, чем ожидалось до её бурения, а также спущена до глубины 5212 м колонна диаметром 194 мм, которой обсажена добывная зона. Восемь ранее пробуренных скважин глубиной до 6632 м встретили 16 газонефтеносных песков. В месторождении Телемарк глубина скважин от 6100 до 7320 м и ВНК не обнаружен, а в месторождениях Моргус и Мираж – от 4270 до 6632 м. Месторождение Титан будет подавать свою нефть в нефтедобычу месторождения Марс, находящегося в Блоке 718-Миссисипи Каньон, по подводному нефтепроводу длиной 32 км и диаметром 254 мм, а свой газ – в газосборную систему о-ва Грэнд Айл по подводному газопроводу длиной 99 км и диаметром 508 мм [9].

Группа компаний во главе с частной разведочной компанией "ЛЛОГ Эксплорейшн" из шт. Луизиана, США, заявила, что Мэнди в Блоке 199-Миссисипи Каньон является традиционным антиклинальным нефтяным месторождением, открытым в 2010 г. скв. 1-Мэнди, которая достигла истинно вертикальной глубины 2287,5 м и, будучи пробурена в заливе глубиной 752 м, встретила нефтедобывную зону истинно вертикальной толщиной 36,6 м в высококачественном коллекторе. Данные о пластовом давлении, пробах нефти и образцах пород подтверждают хорошее мнение о месторождении. Пробуренная чуть позже другая здесь же скважина обнаружила высококачественный и заполненный нефтью коллектор с нефтедобывной зоной толщиной более 30,5 м в отдельном дизъюнктивном блоке месторождения Мэнди, которое 72 км юго-восточнее города Венис, шт. Луизиана, США, и точно севернее глубоководного нефтяного месторождения Маттерхорн. Кроме того, "ЛЛОГ Эксплорейшн" недавно получила первую нефтегазодобычу из её месторождения Блок 72-Миссисипи Каньон в глубоководье и готовила проекты начать разработку глубоководных месторождений в Блоке 141-Грин Каньон и Блоке 448-Грин Каньон [23].

"Роял Датч/Шелл" начинает добывать нефть и газ из глубоководных месторождений Грейт Уайт, Силвертип и Тобаго с по-

мощью газонефтедобывного центра-ПП "Пердидо", заякоренного в заливе глубиной 2440 м на площади Блока 857-Аламинос Каньон, около 320 км южнее морского порта Фрипорт, шт. Техас, и 13 км севернее международной морской границы с Мексикой. Проектная мощность этого центра – 15 900 м³/сут нефти и 5,674 млн м³/сут газа. 80% этого приходится на Грейт Уайт, дающее нефтегазодобычу из кайнозойских песков и песчаников. В Грейт Уайт пока шесть скважин, пять из них эксплуатационные при одной нагнетательной, но для разработки трёх этих месторождений могут потребоваться 35 скважин. Помимо кайнозойских песков, перспективными являются менее глубокие пески Фрио, опробованные скважинами с горизонтальными призабойными секциями [32].

Начата добыча и из глубоководной скв. 4, что в Блоке 63-Этуотер Вэлли. Она идёт на плавучий газонефтедобывной центр "Телемарк", установленный в заливе глубиной около 1220 м, через ПП месторождения Титан и всего 3,8 лет после открытия нефти. Данные по морю показывают, что для глубоководья проходит, в среднем, почти 8 лет (94,3 мес.) от открытия до первой добычи нефти или газа с помощью ПП с растянутыми опорами или 5 лет, если использовалась иная ПП. Готовится подключение к данному центру скв. 3, пробуренной в Блоке 941-Миссисипи Каньон до забоя на глубине 6113 м и встретившей нефтегазодобывные пески толщиной 81 м [10].

В Мексиканском заливе США пробурено более 119 сверхглубоких (6100–10 692 м) поисковых и разведочных скважин. Шесть из них, т. е. 1-Атлас Дип глубиной 9760 м и забоем в отложениях палеогена, 1-Грэйт Кайман (9912 м, миоцен), 1-512-Грин Каньон (9913 м, миоцен), 1-Лоял (9073 м, верхний олигоцен), 1-Норман (8448 м, миоцен), 1-267-Этуотер Вэлли (9943 м, миоцен), оказались "сухими". 54 поисковые скважины с вертикальными стволами открыли 54 месторождения нефти и газа на глубине 6100–10 692 м (см. таблицу) в турбидитных и дельтовых песках и песчаниках плейстоцена, плиоцена, миоцена и палеогена. Остальные скважины – это разведочные, оконтуривающие месторождения и оценивающие их запасы.

Сверхглубокие газовые и нефтяные месторождения Мексиканского залива, США

Месторождение	Глубина, м	Запасы, млн т
Луций (газонефтяное)	6100	60
Ойгер (нефтяное)	6100	29,5
Марс (газонефтяное)	3050–6100	94
Бэй Маршан-Тимбалье Бэй-Кайю Айленд (нефтяное)	305–6100	460
Миссисипи Каньон-941 (газонефтяное)	6113	–
Трайидент (нефтяное)	6253	109,5
Дрожки (нефтяное)	6463	12
Фудзи (нефтяное)	6466	11,5
Мергансер (газовое)	6487	11,5
Мираж (нефтяное)	6632	17
Мэд Дог (газонефтяное)	6832	60
Рэд Хок (газовое)	7042	14
Рэдрокк (газонефтяное)	7126	13
Телемарк (газонефтяное)	6100–7320	–
Блайнд Фсайт (газонефтяное)	7412	14
Макарони (газонефтяное)	7478	10,5
Дэвилз Айлснд (газонефтяное)	7480	–
Мишн (нефтяное)	7625	7,5
Юджин Айленд-330 (газонефтяное)	1281–7625	160
Чэмплейн (газонефтяное)	5764–7625	12,5
Биг Фут (нефтяное)	7664	–
Бушвуд (газовое)	7716	–
Каскад (нефтяное)	7732	–
Тонга Уэст (нефтяное)	7832,5	27,5
Таити (газонефтяное)	7995	70
Чингиз Хан (нефтяное)	8003	–
Озона Дип (нефтяное)	8037	17
К-2 Норт (нефтяное)	8144	14
Льяно (газонефтяное)	8159	33,5
Тандер Хорс Норт (газонефтяное)	6640–8235	68,5
Мэнса (газонефтяное)	8320	28,5
Шеньдзы (нефтяное)	8320	55
Пэтфайндер (нефтяное)	8540	–
Дэйви Джонс (газонефтяное)	8620	45
Тандер Хорс Саут (газонефтяное)	6634–8672	130
Гейдельберг (нефтяное)	8692,5	14
Стоунс (нефтяное)	8711	–
Джек (нефтяное)	8845	68,5
Дэс Бамп (нефтяное)	8862 (ВНК)	–
Сен-Мало/Дэйна Пойнт (нефтяное)	8862 (ВНК)	–
Ганфлинт (нефтяное)	8930	–
Бакскин (нефтяное)	8960	–
Фрисизэн (нефтяное)	8971	–
Сизар (нефтяное)	9065	27,5
Шенандоа (нефтяное)	9150	685–2055
Джулия (нефтяное)	9500	–
Кодяк (нефтяное)	9501	–
Вито (нефтяное)	9760	–
Пони (нефтяное)	9897	60
Каскида (газонефтяное)	9912	475
Блекберд Уэст (газонефтяное)	10 064	85
Нотти Хэд (нефтяное)	10 428	68,5
Безьянное аварийное (нефтяное)	10 500	550
Тайбер (нефтяное)	10 692	475
Всего: 54 месторождения с запасами 4107–5477 млн т НЭ (2766–4136 млн т нефти нефтяных месторождений и 1341 млн т нефти и газа газонефтяных месторождений)		

Примечание. Прочерк в таблице – нет данных; ВНК – водо-нефтяной контакт.

В интервале глубин от 6100 до 7000 м выявлено 11 месторождений (одно газовое, шесть нефтяных и четыре газонефтяных). Газовое месторождение Мергансер содержит 11,5 млрд м³ природного газа на глубине 6487 м, шесть нефтяных – 661,5 млн т нефти на глубине от 6100 до 6632 м, а четыре газонефтяных – 226,5 млн т нефти и газа в пересчёте на нефть, т. е. совокупно, 878 млн т НЭ, как видно из таблицы.

На глубине от 7001 до 8000 м разведано 13 месторождений (два газовых, четыре нефтяных и семь газонефтяных). Запасы двух газовых месторождений определяются 14 млрд м³, а глубина – 7042 и 7716 м, четырёх нефтяных – 35 млн т и 7625–7832 м, семи газонефтяных – 294 млн т нефти и газа в пересчёте на нефть (НЭ) и 7042–7995 м, что совокупно для этих 13 месторождений исчисляется 329 млн т НЭ.

В земных недрах глубиной 8001–9000 м найдено 18 месторождений (13 нефтяных и пять газонефтяных). Все 13 нефтяных на глубине от 8003 до 8971 м характеризуются суммарными начальными извлекаемыми запасами 168,5 млн т нефти, а все пять газонефтяных на глубине 8159–8672 м – 305,5 млн т нефти и газа в пересчёте на нефть, т. е. для глубины 8001–9000 м совокупные запасы нефти и газа определяются 474 млн т НЭ.

Что касается глубин от 9001 до 10 000 м, здесь выявлено бурением и опробованием на приток шесть нефтяных и одно газонефтяное месторождение. В нефтяных, совокупно, – от 712,5 до 2617,5 млн т на глубине от 9065 до 9897 м, в газонефтяном – 475 млн т нефти и газа в пересчёте на нефть на глубине 9912 м, и, в целом, для глубины 9001–10 000 м запасы нефти и газа достигают от 1247,5 до 2590 млн т НЭ.

А на глубине от 10 001 до 10 692 м разведано четыре месторождения – три нефтяных с 1093,5 млн т нефти и одно газонефтяное с 85 млн т нефти и газа в пересчёте на нефть, совокупные же запасы которых исчисляются 1178,5 млн т НЭ.

Таким образом, здесь, в земных недрах глубиной 6100–10 692 м, открыто 4107–5477 млн т НЭ, в том числе 2766–4136 млн т нефти в нефтяных месторождениях и 1341 млн т нефти и газа (см. таблицу) в газонефтяных месторождениях. Кстати, наибольшие запасы нефти (1806–3711 млн т) разве-

даны на наибольшей глубине (в интервале глубин от 9065 до 10 692 м), т. е. там, где нефти в принципе не должно бы быть вообще, согласно "теории об органическом происхождении нефти" и мнению ННК США.

Самым первым открытием нефти на глубине 6100 м в Мексиканском заливе США было нефтяное месторождение Бэй Маршан-Тимбалье Бэй-Кайу Айленд. Оно открыто на шельфе ещё в 1930 г., затем там же пробурили скважины глубиной 6100 м и более, и к 1973 г. в этом месторождении уже разрабатывались доказанные (извлекаемые) запасы нефти, равные 460 млн т в интервале глубин 305–6100 м, где промышленными коллекторами нефти являются пески и песчаники антропогена/плейстоцена, плиоцена и миоцена в куполах над глубинным соляным хребтом. Особенно важно и интересно, кроме того, что гигантское нефтяное месторождение Бэй Маршан-Тимбалье Бэй-Кайу Айленд находится в той части осадочного газонефтеносного бассейна Галф-Кост, где зарегистрирован один из самых высоких геотермических градиентов [6].

Вторым сверхглубоким (1281–7625 м) гигантским (160 млн т НЭ) газонефтяным месторождением, открытым после 1973 г. в Мексиканском заливе США, является Юджин Айленд-330. Оно содержит нефть и газ в песках плейстоцена, плиоцена и миоцена в надсолевой антиклинали, разбитой разломами, находится под толщей вод глубиной до 220 м, т. е. частично на шельфе и частично на континентальном склоне. Это – первое в мире газонефтяное гигантское месторождение бассейна Галф-Кост, где восходящая вертикальная миграция нефти и газа идёт и сейчас из глубинных земных недр, пополняя или восполняя запасы Юджин Айленд-330. Дело в том, что несколько лет назад тщательно подсчитанные запасы этого месторождения были полностью исчерпаны, но скважины в нём до сих пор продолжают давать промышленную газо- и нефтедобычу [4].

Третьим сверхглубоким (8620 м) газонефтяным (45 млн т НЭ) месторождением на шельфе Мексиканского залива (глубина 6 м) в бассейне Галф-Кост является месторождение Дэйви Джонс. Как заявила "Мак-Моран Эксплорейшн Ко." из Нового Орлеана, США, скв. 1-Дэйви Джонс в 2010 году

открыла одно из крупнейших, по-видимому, газонефтяных месторождений шельфа Мексиканского залива (Блок 230-Саут Марш Айленд). Эта скважина нефтегазодобывную зону из четырёх песков пористостью более 20%, сопротивлением (КС) 10–2000 мм, указывающим на газ, и сводной толщиной 41 м вскрыла в интервале глубин 8326,5–8581 м и будет углубляться до 8845. Нефтегазодобывная зона – в толще Уилкоккс (эоцен/палеоцен), где все пески заполнены нефтью и газом до подошвы каждого из них. Извлекаемые запасы здесь оцениваются 45 млн т НЭ. Испытание на приток пока отложено. Бурение каждой скважины в этом месторождении обходится \$100 млн, а каротаж и испытание – ещё \$ 50–75 млн [19, 29].

Четвёртым и самым глубоким (10 065 м) на шельфе Мексиканского залива глубиной 21 м является месторождение Блэкберд Уэст, содержащее запасы нефти и природного газа, равные 85 млн т НЭ в песках Роб-“Л” миоцена на глубине 9170–10 065 м. Сква. 1-Блэкберд Уэст пробурена фирмой “ЭксонКорп.” в 2005 г. в Блоке 168-Саут Тимбалье на глубину 9170,5 м, а до глубины 10 065 м доведена в январе 2010 г. фирмой “Ньюфилд Эксплорейшн”, которая затратила более \$ 25 млн на эту скважину [1, 3, 29].

Остальные 50 сверхглубоких (6100–10 692 м) гигантских месторождений нефти и газа находятся на континентальном склоне в Мексиканском заливе глубиной от 1342 м (месторождение Атлантис с запасами 94,5 млн т) до 2954 м (Трайидент со 109,5 млн т нефти).

Первым из них было открыто в 1998 г. газонефтяное месторождение Льяно. Оно располагается 220 км мористее побережья Луизианы, в Блоке 386-Гарден Бэнкс, 16 км северо-восточнее разрабатывающегося нефтяного месторождения Ойгер. Глубина залива в Льяно измеряется 823,5 м, а нефтегазоносные пески плиоцена и миоцена толщиной 60 м вскрыты скважинами на глубине 8159–8498,5 м в подсолевом разрезе осадочной толщи [1, 3].

В 2001 г. “Маратон Ойл” выявила месторождение Озона Дип вертикальной скважиной, пробуренной на глубину 8037 м в Блоке 515-Гарден Бэнкс, где глубина залива 1000 м. Согласно каротажу и пробам флюида, здесь

вскрыта эффективно нефтенасыщенная (нефтедобывная зона) пачка песков толщиной 105 м с двумя главными нефтяными залежами на глубине 7932–8037 м.

В 2002 г. в Мексиканском заливе выявлены и разведаны три сверхглубинных глубоководных месторождения нефти и газа – Каскад, Мэнса и Таити. Первое из них находится в центральной части залива, на площади Блока 206-Уокер Ридж, где глубина залива 2482 м и обнаружено скв. 1-Каскад, пробуренной вертикально на глубину 8514 м для поиска нефти в эоцен/палеоценовой толще Уилкоккс и выявившей газонефтедобывную зону турбидитных песков в интервале перфорации 7732–8082 м. Эта скважина не только прирастила площадь развития песков Уилкоккс в восточном направлении от складчатого пояса Пердидо, но установила и наличие турбидитных песков более чем на 107 км вниз по падению от дельтовых фаций, подтвердив, что Уилкоккс является газонефтеносной толщей мирового класса. Скважина глубиной 8320 м, пробуренная вертикально в разрабатываемом нефтяном месторождении Мэнса, что на площади Блока 687-Миссисипи Каньон, где глубина залива 1650 м, временно законсервирована. Она вскрыла неглавные нефтеносные объекты, и поэтому “Энтерпрайз Ойл” вместе с “Роял Датч/Шелл” изучают данные по этой скважине, чтобы решить, углублять её или нет. “ШевронТехако” сообщила, что её скважина, вертикально пробуренная до глубины 8665 м в Блоке 640-Грин Каньон, 305 км юго-западнее Нового Орлеана, открыла гигантское (70 млн т) глубоководное (1225 м) месторождение Таити, фонтанируя 4770 м³/сут нефти из интервала глубин 7873–7995 м. В начале 2003 г. там пробурили ещё две скважины большей глубины. Они фонтанировали с глубины 7995–8178 м. А в 2004 г. все три скважины были ещё раз перфорированы уже новой моделью стреляющего перфоратора из расчёта 59 дыр на 1 м для оптимизации притока нефти. Эта модель перфоратора потребовалась из-за давления более 175 МПа на забоях скважин. Каждая из них выявила более 305 м эффективного нефтенасыщения в песчанике с коллекторскими свойствами высокого качества [1, 3].

2003 г. принёс открытие еще трёх сверхглубоких морских нефтяных месторожде-

ний – К-2 Норт, Сен-Мало и Чинук. Первое из них, находящееся 240 км южнее Нового Орлеана в Блоке 518-Грин Каньон, где глубина залива 1220 м, открыто вертикальной скважиной, которая закончена бурением и испытанием на приток на глубине 8144 м, встретив там подсолевую пачку песков толщиной 38 м. В начале 2004 г. эта скважина начала давать нефтедобычу по подводному нефтепроводу, проложенному к ПП с растянутыми опорами в морском месторождении Марко Поло. Второе месторождение, Сен-Мало найдено вертикальной скв. 1-Сен-Мало глубиной 8862 м и стоимостью 62 млн долларов. Она бурилась всего 100 дней 400 км юг-юго-западнее Нового Орлеана в заливе глубиной 2104,5 м, впервые успешно пройдя через аллохтонный "навес" из каменной соли толщиной 3049 м и вскрыв промышленные нефтяные залежи в интервале глубин 8612–8862 м (ВНК). В 2004 г. разведочная скважина, пробуренная там же, в Блоке 678-Уокер Ридж, встретила более 122 м эффективно нефтенасыщенной добычной зоны в кайнозойской толще и установила здесь начало зоны нефтеносности на глубине 8815 м. Месторождение же Чинук обнаружено в Блоке 469-Уокер Ридж, где глубина залива 2693 м, вертикальной скв. 3-Чинук. Достигнув глубины 8433 м, она вскрыла нефтеносный объект мощностью 189 м и эффективно нефтенасыщенной толщиной 79 м. Бурение в Сен-Мало и Чинук проследило непрерывность кайнозойского нефтеносного тренда в его развитии на площади, простирающейся от складчатого пояса Пердидо в Аламинос Каньон, на западе, через несколько других структурно-тектонических провинций в Киттли Каньон к Уокер Риджу, на востоке, при глубинах залива от 1524 до 3045 м и глубинах залегания нефтепоисковых объектов до 9146 м [3].

В подсолевой же кайнозойской толще "ШевронТехако" открыла в 2004 г. нефтяные месторождения Джек и Дэс Бамп. Последнее из них имеет общий со скв. 1-Сен-Мало ВНК на глубине 8862 м. Скв. 1-Джек пробурена на глубину 8845 м в Блоке 759-Уокер Ридж, 432 км юго-западнее Нового Орлеана, в заливе глубиной 2124 м, и прошла в интервале глубин 8738–8845 м нефтеносные пески толщиной 107 м. В месторождении Шеньцзы, расположенном в заливе глуби-

ной 1328 м на площади Блока 653-Грин Каньон, в течение 2002–2004 гг. с БС "К.Р. Луйгз" пробурены на глубину 8320–8540 м и опробованы три вертикальные скважины, разведавшие здесь 50–55 млн т нефти в нижнемиоценовых песках толщиной 125–381 м с их эффективно нефтенасыщенной толщиной 43–152,5 м на южном крыле складки. В 2009 г. началась нефтедобыча на уровне 15 900 м³/сут нефти, а с учётом освоения менее глубоких залежей извлекаемые запасы этого крыла могут оказаться равными 68,5 млн т нефти.

Вертикальной нефтяной скважиной Мексиканского залива является и скв. 1-Нотти Хэд глубиной 10 428 м (10 427,645 м). Будучи пробурена в Блоке 512-Грин Каньон, где глубина залива 1068 м, и вскрыв перед достижением конечного забоя 183 м эффективно нефтенасыщенной зоны из многих пластов песков и песчаников кайнозойского возраста в интервале 10 055–10 428 м, она охарактеризована пробами пластового флюида, кернами и образцами от бокового грунтоноса, отобранными из всех нефтедобывных интервалов глубин. В 2006 г. вниз по падению пластов от этой скважины, на расстоянии 1372 м от неё, пробурена разведочная скважина глубиной 10 060 м, где вскрыты всё те же нефтяные залежи сводной толщиной около 125 м. До бурения запасы нефти здесь оценивались от 50 до 137 млн т, а сейчас – 68,5 млн т [1, 3].

"Шелл Оффшор" углубляет до 9638 м вертикальную поисковую скважину, находящуюся в Блоках 390-Грин Каньон и 434-Грин Каньон. Эта скважина достигла глубины 8540 м в конце 2005 г., вскрыв на забое верхнюю часть нефтеносной толщи и открыв нефтяное месторождение Пэтфайндер вблизи нефтяных месторождений К-2 и К-2 Норт. Нефтегазовое месторождение Стоунс найдено в палеогеновых песках компанией "Бритиш Петролеум" ("БП") в Блоке 508-Уокер Ридж вертикальной скважиной, глубина которой составляет 8711 м. Эту скважину начали бурить в конце 2004 г., а забоя достигли в марте 2005 г. Глубина залива на площади Стоунс – 2921 м. В нефтяных месторождениях Тандер Хорс Норт (Крейзи Хорс Норт) и Тандер Хорс Саут (Крейзи Хорс Саут) запасы нефти соответственно исчисляются 68,5 и 135 млн т. Это – два крупнейших месторож-

дения, открытые в Мексиканском заливе глубиной 1647–1830 м, на площади Блоков 775–778 и 819–822-Миссисипи Каньон, 240 км юго-восточнее Нового Орлеана, с залежами нефти и газа в верхнемиоценовых турбидитных песчаниках на глубине до 8235 м. На этой площади в 2005 г. заякорена самая крупная в мире ПП массой более 50 тыс. т, с помощью которой нефть добывается 27 скважинами с подводно-донными "ёлками" и такими же манифольдами из залежей с пластовым давлением 122 МПа и температурой 135°C. Разбуривание месторождений осуществляется "БП" с 2004 г. Первые скважины здесь фонтанировали по 6000–6400 м³/сут нефти, но "БП" рассчитывает добывать в каждой из большинства новых скважин даже по 7950 м³/сут нефти. "Анадарко Петролеум" открыла в 2005 г. нефтяное месторождение Чингиз Хан в Блоке 652-Грин Каньон, где глубина залива 1312 м, вертикальной скважиной, давшей фонтан нефти с глубины 7930–8003 м из нижнемиоценовых песчаников с эффективно нефтенасыщенной толщиной 33,5 м и из залегающей ниже пачки песчаников среднего миоцена. Намечен ввод этой скважины в эксплуатацию с помощью подводного подсоединения к ПП месторождения Марко Поло, до которого около 4 км. Планируется пробурить в Чингиз Хане ещё шесть эксплуатационных скважин [1, 3].

В 2006 г. "Хэсс Корп." заявила об открытии в Блоке 468-Грин Каньон нефтяного месторождения Пони. Согласно данным каротажа, вертикальная поисковая скважина, открывшая это месторождение, прошла 145-метровую толщу нефтенасыщенных песчаников миоцена в интервале глубин 9752–9897 м. В 1220 м северо-восточнее начинается бурение разведочной скважины, которая отберёт весь необходимый керн и будет тщательно прокаротирована. Глубина залива над этим месторождением – от 800 до 1599 м. В том же году и "Керр-МакГи Корп." выявила нефтяное месторождение Сизар (Цезарь) в Блоке 683-Грин Каньон, 256 км южнее Юмы, что в шт. Луизиана. Это месторождение на глубине 9065 м открыто вертикальной скв. 1-Сизар, пробуренной в заливе глубиной 1372,5 м [3].

Осадочная толща Уилкоккс (эоцен – палеоцен) в материковой части Галф-Коста с 1930-х гг. даёт преимущественно газ из

флювиальных, дельтовых и мелководно-морских песчаников. Их суммарные начальные извлекаемые запасы природного газа равны 680 млрд м³, но до бурения скв. 2-БА-ХА в 1996 г. консорциумом из нефтяных компаний "Амоко", "Мобил", "Техако" и "Шелл" на самой крупной в США и оставшейся не разбуренной антиклинали ничего не было известно о газонефтеносности толщи Уилкоккс 405 км мористее её флювиально-дельтовых фаций. А в Блоке 726-Грин Каньон "Анадарко Петролеум" открыла нефтяное месторождение Тонга Уэст, пробурив вертикальную скважину глубиной 7832 м в Мексиканском заливе глубиной 1433 м и встретив более 106 м эффективно насыщенной нефтесодержащей зоны в трёх подсоловых миоценовых песчаниках с высокими коллекторскими свойствами. В том же году "Шелл", пробурив в Мексиканском заливе глубиной 1159 м вертикальную скважину глубиной 8971 м и вскрыв ею около 37 м нефтесодержащей зоны, открыла нефтяное месторождение Фрисиэн. Эта скважина временно законсервирована [3].

В 2008 г. открыты два сверхглубоких глубоководных месторождения нефти и газа. Одно из них, нефтяное месторождение Джулия, находящееся на площади Уокер Ридж, 424 км юго-западнее Нового Орлеана, выявлено в Мексиканском заливе глубиной 2000 м. Это сделано принадлежащей компаниям "ЭксонМобил" и "Статойл-Хидру" вертикальной скв. 1-Джулия глубиной 9500 м. Месторождение Джулия – многообещающее, и в 2008 г. началось разведочно-оценочное бурение для определения его площади и запасов. Компания "БП" нашла нефтяное месторождение Коджак в Блоке 771-Миссисипи Каньон, поблизости от морского же месторождения Тубулар Беллз, бурением скважины глубиной 9501 м в Мексиканском заливе глубиной 1525 м и 96 км юго-восточнее побережья Луизианы. Эта скважина вскрыла средне- и нижнемиоценовые нефтегазоносные пески [22].

"Нобл Энерджи Инкорп." заявила, что ей нужно больше сейсмоки и подготовки иного рода, чтобы оценить открытое ею в 2009 г. нефтяное месторождение Ганфлинт в Блоке 948-Миссисипи Каньон, где глубоководная (1860,5 м) скважина глубиной

8930 м прошла почти 168 м нефтедобывной зоны в подсолоевой миоценовой песчаниковой толще четырьмя блоками южнее месторождений Кодяк и Дэвилз Тауэр [22].

Группа нефтяных компаний во главе с "Анадарко Петролеум Корп." в 2009 г. сообщила, что поисковая скважина открыла нефтяное месторождение Вито, содержащее нефтедобывную зону толщиной более 76 м в подсолоевых миоценовых песках, и планирует охватить поисковым бурением ещё две подготовленные площади этого же тренда в глубоководье Мексиканского залива. Вертикальная скважина-первооткрывательница Вито вскрыла осадочный разрез до глубины 9760 м в заливе глубиной 1231,5 м, будучи пробурена в Блоке 984-Миссисипи Каньон, что 272 км юго-восточнее Нового Орлеана. После оценки результатов бурения и опробования на приток в Вито там начнётся разведочное (оценочное) бурение [8].

Сообщено о ряде открытий нефти и газа, сделанных в конце января и начале февраля 2009 г. на разведках в кайнозойской и среднемиоценовой осадочных толщах ультраглубоководья Мексиканского залива.

Первым из них является месторождение Бакскин, обнаруженное "Репсол", которая в разрезе скв. 1-Бакскин нашла нефтегазодобывную зону, толщиной 91,5 м в кайнозойских отложениях Блока 872-Китли Каньон, что 304 км юго-восточнее Хьюстона, шт. Техас. "Шеврон Корп.", владелица пая 55% по этой площади, заявила, что ультраглубоководное (2110,5 м) месторождение выявлено вертикальной скважиной глубиной 8968 м в 70,5 км западнее месторождения Джек, открытого "Шеврон" в 2004 г. и также в кайнозойских песчаниках.

Вторым является ультраглубоководное (1754 м) содержащее 685–2055 млн т нефти месторождение Шенандоа, открытое "Анадарко Петролеум Корп." скв. 1-Шенандоа глубиной 9150 м и вскрывшей бурением 91,5 м с нефтью в формации Уилкокс на площади Блока 52-Уокер Ридж. "Анадарко" и её партнёры сейчас оценивают результаты по данной скважине и готовятся к будущей разведке этого месторождения: начальные данные указывают, что Шенандоа имеет гораздо более высокие коллекторские свойства, чем промышленность видела ранее в кайнозойской толще ультраглубоко-

водья залива. "Анадарко" здесь является прорабом (рабочий интерес 30%), а её партнёры – это "КонокоФиллипс" (40%), "Кобальт Интернейшнл Энерджи" (20%) и "Маратон Ойл Корп." (10%).

Третье открытие, ультраглубоководное (1525 м) нефтяное месторождение Хейдельберг, найдено фирмой "Анадарко" в среднемиоценовых песках и песчаниках Блока 859-Грин Каньон благодаря скв. 1-Хейдельберг, имеющей глубину 8692,5 м и вскрывшей в нескольких этих песках нефтедобывную зону более 61 м. В Хейдельберге вскрыты того же возраста и тех же коллекторских свойств пески и песчаники, как в ультраглубоководных месторождениях Сизар (Цезарь) и Тонга, которые находятся 11–22,5 км севернее и нацеливались на извлекаемые запасы более 16 млн м³ (13,7 млн т). Хейдельберг – 29 км юго-восточнее ПП месторождения Конститушн, 100% которого принадлежат "Анадарко". Это даёт многочисленные удобства для будущей разведки и оценки месторождения Хейдельберг, которые планируются "Анадарко". У неё – 44,25% интереса, у "Маринер Энерджи" и "Эни" – по 12,5%, у "СтатойлХидру" – 12%, а у "ЭксонМобил" и "Кобальт Интернейшнл" – по 9,375%.

Четвёртым открытием является глубоководное (823,5 м) газовое месторождение Бушвуд. В скв. 1-Бушвуд, пробуренной до глубины 7716,5 м в Блоке 463-Гарден Бэнкс, закарирована газодобывная зона толщиной 79 м в нескольких песчаных пластах.

Помимо вышеупомянутого, "Плэйнс Эксплорейшн энд Продакшн Ко." подтердила глубоководное открытие Фрисиэн и планирует углубить до 9912,5 м эту, подтердившую, скв. 2-Фрисиэн, пробуренную глубиной 8842,5 м в Блоке 643-Грин Каньон, 1006,5 м южнее первооткрывательницы – скв. 1-Фрисиэн, и вскрывшую почти 119 м нефтедобывной зоны миоценовых песков. Вскрыто около 67 м высококачественной нефтедобывной зоны из трёх главных песчаных тел суммарной толщиной 64 м, а четвёртое песчаное тело толщиной 54,5 м не было полностью оценено. Пески этого, четвёртого, тела заполнены нефтью в каждом из них от кровли до их подошвы и являются аналогами самых верхних миоценовых нефтяных песков месторождения Таити, нахо-

дящегося 13 км западнее и на другой стороне синклинали, которая отделяет Таити от Фрисиэн. В Таити – это пески М-15, М-18, М-21-А и М-21-Б, которые при опробовании фонтанировали по 3975 м³/сут нефти из каждого. Скв. 1-Фрисиэн, открывшая одноимённое месторождение в ноябре 2006 г., пробурена до глубины 8971 м в Блоке 599-Грин Каньон и вскрыла нефтедобывную зону почти 37 м в миоцене [14, 26].

"БП" сообщила об открытии в 2009 г. гигантского нефтяного месторождения Тайбер в Мексиканском заливе и об одной из самых глубоких нефтепоисковых скважин, открывшей это месторождение. Скв. 1-Тайбер достигла глубины 10 692 м (10 691,775 м) в Блоке 102-Китли Каньон и обнаружила нефть в многочисленных палеогеновых песках и песчаниках 480 км восток-юго-восточнее Корпус Кристи, шт. Техас, где глубина залива 1260 м. Тайбер должно быть крупнее, чем нефтегазовое глубоководное месторождение Каскида, которое 72 км юго-восточнее и из которого "БП" ожидает добыть более 477 млн м³ НЭ. Каскида, открытое в 2006 г. и имеющее нефтегазодобывную зону толщиной 245 м в Блоке 292-Китли Каньон, занимает 20 736 га в девяти блоках. Скважина, выявившая месторождение Каскида, пробурена в заливе глубиной 1787 м и имеет забой на глубине 9912,5 м [16].

Скважина, нашедшая нефтегазовое месторождение Луций, пробурена в 2009 г. до 6100 м в заливе глубиной 2196 м, на площади Блока 870-Китли Каньон и 416 км мористее побережья шт. Луизиана. Она встретила слой лёгкой нефти толщиной 183 м и дополнительно к этому и газоконденсатную добывную зону в мощных подсолевых плиоценовых и миоценовых песках. "Анадарко" считает Луций крупным открытием, но не указывает его запасы, а компания "Вуд Маккензи Консалтенс" полагает, что Луций содержит не менее 24–32 млн м³ нефти с конденсатом, около 28,4 млрд м³ природного газа (как извлекаемые) и может разрабатываться индивидуально. Породы-коллекторы характеризуются превосходной пористостью и проницаемостью, а также насыщены высококачественной нефтью. Луций находится 112 км южнее инфраструктуры и ПП глубоководного месторождения Рэд Хок и 12 км восточнее глубоководного месторож-

дения Бакскин, открытого фирмой "Шеврон" в палеогене в 2009 г. [27].

В Мексиканском заливе в апреле 2010 г. из-за пожара сгорела и затонула одна из самых современных и дорогих буровых ПП, а из подводных недр три месяца извергала нефть её аварийная скважина. Она пробурена в заливе глубиной 1500 м, открыла 550 млн т нефти и является одной из самых глубоких в мире: её забой – на глубине более 10,5 км [5].

Открытие громадных ресурсов природной нефти на глубине 8000–10 692 м без априори предшествующего всегда и везде выявления там "нефтегазоматеринских" пород – это блестящее доказательство новой философии морской нефтеразведки. Консорциум из "Шелл", "Техако", "Амоко" и "Мобил", объединив свои силы и средства, начал в 1996 г. бурение поисковой скв. 1-БАХА просто на самой крупной в Северной Америке и всё ещё не разбуренной антиклинали для оценки бурением нефтегазоносности её мезозойских трещиноватых карбонатов на глубине 6707 м в Мексиканском заливе глубиной 2321 м. Однако скв. 1-БАХА по техническим причинам ликвидирована на глубине 3417 м, хотя нефтедобывная зона толщиной 5 м в верхнеэоценовом песке была закаротирована. В 2001 г. на глубину 5845 м там же пробурена скв. 2-БАХА, у которой главным поисковым объектом также были мезозойские карбонаты, а второстепенным и более рискованным – олигоцен/палеоценовые глубоководные турбидиты Уилкоккс. Карбонаты (песчаный мел и микритовый известняк) оказались непористыми и нетрещиноватыми, в третичном же разрезе был вскрыт мощный (1372 м) турбидитный эквивалент песков Уилкоккс со слоем нефти толщиной 5 м в их верхней части. Скв. 2-БАХА обошлась в \$112 млн, и, если в будущем не удалось бы удешевить здесь бурение скважин, все работы на данном направлении нефтегазового поиска пришлось бы прекратить. К счастью, вскоре 48 км южнее пробурили скв. 1-Трайидент глубиной 6250 м всего за \$34 млн, т. е. в три раза дешевле, и под водами залива глубиной 2953 м обнаружили гигантское (109,5 млн т нефти) месторождение Трайидент со слоем нефти толщиной 92 м в турбидитных песках Уилкоккс, а затем и все другие месторожде-

ния с нефтяными промышленными запасами уже на глубинах от 8000 до 10 692 м [3].

Вот так, и это – самое главное, морские нефтегазоразведчики впервые узнали, что сверхглубокие глубоководные скважины можно бурить быстро и при их доступной стоимости с коэффициентом промышленных нефтегазовых открытий до 0,92–0,96 без всякой помощи гипотезы об органическом происхождении нефти и "нефтегазома-теринских" породах.

Площадь развития отложений Уилкокк в недрах глубоководья и ультраглубоководья Мексиканского залива исчисляется от 40 000 до 54 740 км², а нефтяной потенциал – 2385 млн м³ (2055 млн т) нефти. Однако наибольшую часть этих громадных запасов нефти придётся искать на глубинах 8000–10 692 м и более в разорванных разломами коробчатых и других антиклиналях с соляными ядрами и под активно мобилизованными аллохтонными "навесами" из юрской Луанской каменной соли толщиной 2134–6100 м в заливе глубиной 1525–3050 м [3, 24].

В общем, на континентальном склоне Северной Америки, в морских экономических зонах Канады, Мексики и США, соответственно, в Северном Ледовитом океане, Атлантике, Тихом океане и Мексиканском заливе выявлено более 322 глубоководных (222–3042 м) месторождений в песках и песчаниках триаса, юры, мела, палеогена, неогена и плейстоцена, где на глубине 879–10 692 м разведано от 6235 млн до 7605 млн т нефти, конденсата и природного газа в пересчёте на нефть. Скважины, пробуренные в этих месторождениях, имеют индивидуальные дебиты от 286 до 7950 м³/сут нефти и от 212 тыс. до 7800 тыс. м³/сут природного газа.

Список литературы

1. Гожик П. Ф., Чебаненко И. И., Краюшкин В. А. и др. Нефть и газ континентального склона в Мексиканском заливе // Геол. журн. – 2002. – № 4. – С. 7–14.
2. Гожик П. Ф., Краюшкин В. А., Клочко В. П. Нефтегазовый потенциал материкового склона Америки // Там же. – 2003. – № 1. – С. 86–92.
3. Гожик П. Ф., Краюшкин В. А., Клочко В. П. Успехи мировой морской нефтегазоразведки // Геология и полез. ископаемые Мирового океана. – 2007. – № 2. – С. 19–33.
4. Краюшкин В. А. О пополняющих свои запасы скоплениях нефти и газа // Геол. журн. – 1998. – № 3-4. – С. 59–65.
5. Осипчук И. Мы придумали, как быстро справляться с катастрофическими авариями, подобными той, что произошла в этом году на нефтепромысле в Мексиканском заливе // Факты и комментарии. – 2010. – № 226 (3237). – 4 дек. – С. 14.
6. Порфирьев В. Б., Краюшкин В. А., Клочко В. П. и др. Строение и нефтегазоносность северной части Чёрного моря и сопредельных территорий. – Киев: Наук. думка, 1978. – 160 с.
7. Anadarko makes gulf find at Mission Deep // Oil and Gas J. – 2006. – 104, No. 47. – P. 8.
8. Anadarko finds oil at Vito in deepwater gulf // Ibid. – 2009. – 107, No. 29. – P. 8.
9. ATP finds more sands, thicker pay at Mirage // Ibid. – No. 34. – P. 8.
10. ATP starts oil production from Telemark Hub // Ibid. – 2010. – 108, No. 12. – P. 8–10.
11. Berman A. What's new in exploration // World Oil. – 2007. – 228, No. 3. – P. 19.
12. Berman A. Exploration discoveries // Ibid. – No. 9. – P. 19.
13. Berman A. Exploration discoveries // Ibid. – No. 12. – P. 25.
14. Berman A. Exploration discoveries // Ibid. – 2009. – 230, No. 3. – P. 17.
15. BP, Noble make deepwater gulf find with Isabela // Oil and Gas J. – 2007. – 105, No. 23. – P. 5–8.
16. BP's Tiber one of industry's deepest well // Ibid. – 2009. – 107, No. 33. – P. 5–8.
17. Chevron to develop Gulf of Mexico field // Ibid. – 2005. – 103, No. 39. – P. 8.
18. Chevron makes deepwater Gulf of Mexico strike // Ibid. – 2006. – 104, No. 2. – P. 8.
19. Davy Jones cited as large gulf shelf discovery // Ibid. – 2010. – 108, No. 2. – P. 5–8.
20. Fischer P. A. Mexican developments // World Oil. – 2006. – 227, No. 4. – P. 21.
21. Fox-hailed deepwater well a modest gas find // Oil and Gas J. – 2006. – 104, No. 28. – P. 5–8.
22. Gulf of Mexico // Ibid. – 2009. – 107, No. 9. – P. 38–39.
23. Mandy is Mississippi Canyon oil discovery // Ibid. – 2010. – 108, No. 9. – P. 5–8.
24. Meyer D., Zarra L., Rains D. et al. Emergence of the Lower Tertiary Wilcox trend in the deepwater Gulf of Mexico // World Oil. – 2005. – 226, No. 5. – P. 72–77.

25. *Montgomery S. L.* Annapolis discovery points up potential of deepwater Scotian slope off E. Canada // *Oil and Gas J.* – 2005. – 103, No. 7. – P. 35–40.
26. *Operators* report string of Gulf of Mexico discoveries // *Ibid.* – 2009. – 107, No. 7. – P. 35–36.
27. *Pay* nearly tripled at gulf's Lucius find // *Ibid.* – 2010. – 108, No. 4. – P. 8.
28. *Petzet A., Moritis G., Fletcher S. et al.* 40th OTC highlights world economy, energy policy and environment // *Ibid.* – 2009. – 107, No. 18. – P. 20–27.
29. *Petzet A.* McMoran sees Davy Jones find revitalizing much of gulf shelf // *Ibid.* – 2010. – 108, No. 3. – P. 31–32.
30. *Robertson D. C.* Oil and gas development in Western Canada in 1985 // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* – 1986. – 70, No. 10. – P. 1231–1242.
31. *Sandrea R.* New tool determines reserves of nature oil and gas fields // *Oil and Gas J.* – 2009. – 107, No. 12. – P. 33–36.
32. *Shell* begins production at Perdido // *Ibid.* – No. 12. – P. 8.
33. *Tahiti* field, gulf's deepest production, starts up // *Ibid.* – No. 18. – P. 8–9.
34. *Tena A. J., Terrazas M., Ramos R. G. et al.* Horizontal drilling with liner provides savings // *World Oil.* – 2007. – 228, No. 4. – P. 65–72.

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

Статья поступила
29.03.12