

УСПЕХИ НЕФТЕГАЗОРАЗВЕДКИ НА КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ СКЛОНАХ АВСТРАЛИИ И НОВОЙ ЗЕЛАНДИИ

На континентальных склонах Австралии и Новой Зеландии имеются 89 глубоководных (205–1351 м) нефтяных и газовых месторождений с запасами 443 млн т нефти, 133,5 млн т конденсата и 4126,7 млрд м³ природного газа в песчаниках палеогенового и мезозойского возрастов на глубинах от 610 до 4727 м.

На континентальных склонах Австралии и Новой Зеландии в Индийском и Тихом океанах выявлены крупные запасы нефти и газа в песчаниках палеогена и мезозоя, вскрытых бурением в осадочных бассейнах Брауз, Джипсленд, Ж. Бонапарта, Карнарвон/Эксмаут, Грейт Саут и Кентерберри.

Австралия в 2003 г. добывала 89 млн м³/сут природного газа и 102 797 м³/сут нефти с конденсатом, причём доля всех материковых месторождений в нефтедобыче не превышала 7 %, тогда как морские обеспечивали её остальные 93 % (бассейны Брауз и Ж. Бонапарта в Тиморском море – 2 %, Джипсленд в Бассовом проливе – 42%, Карнарвон/Эксмаут в индоокеанском побережье шт. Западная Австралия – 48,7 %). В том числе 20 глубоководных (220–520 м) нефтяных и газоконденсатных месторождений (Блэкбэк, Ванаа, Вонду, Вуллибат, Горгона, Гермес, Гриффин, Гудвин, Джоудл, Кораллина, Коссек, Ламберт, Ламинария, Персей, Спар Восточный, Скиндиэн, Стэг, Чинук, Эйджинкорт и Эхо) давали тогда же 53 868 м³/сут нефти с конденсатом, т.е. более 52 % всей нефтедобычи Австралии [1]. Согласно [22], в сентябре 2005 г. уже около 95 % нефтедобычи и 80 % газодобычи Австралия получала из её морских месторождений. В 2009 г. её добыча и запасы нефти изменились. 1305 материковых и морских скважин добывали только 74 тыс. м³/сут нефти, но суммарные текущие доказанные (извлекаемые) запасы нефти на 1 января 2010 г. увеличились в 2,2 раза по сравнению с её 238,5 млн м³ на 1 января 2008 г., достигнув 527,5 млн м³, а природного газа – более чем в 3,6 раза по сравнению с 851 млрд м³ на 1 января 2008 г., став равными 3120 млрд м³ [24]. Не изменилось только соотношение материковой и морской нефтедобычи. Последняя, в том числе и глубоководная, по-прежнему преобладает.

Нефтегазоразведка континентального склона Австралии началась во второй половине прошлого века успешным бурением глубоководных скважин в вышеупомянутых осадочных бассейнах. Здесь вскоре были открыты первые нефтяные и газоконденсатные месторождения – Блэкбэк (1965 г.), Скарборо (1966), Скотт Риф (1971), Гудвин (1972), Гермес (1973), Ламберт (1973), Трубадур (1974) и Санрайз (1975), а затем и все другие. Сейчас в океане глубиной 209–1351 м у побережья шт. Западная Австралия и шт. Вик-

тория выявлено 88 месторождений. В их числе есть 30 газовых (Ахилл, Брэкнок, Герион, Горгона, Дионисий, Западный Сансет, Ио, Йеллоустоун, Клио, Кризаор, Менад, Оближ, Ортрус, Плутон, Рейндир, Санрайз, Сатир, Скейфелл, Скульптор, Спар, Трубадур, Урания, Уэст Трайэл Рокк, Феба, Хэлсион, Чэндон, Эскалон, Энджел, Южный Брэкнок и Янш), 13 газоконденсатных (Афина, Бэю/Ундан, Горгониктис, Гудвин, Джоудл, Диониктис, Мейтлэнд, Персей, Сансет, Скотт Риф, Титаниктис, Уилкокс и Эхо), 16 газонефтяных (Ван-Гог, Винсент, Западный Диксон, Кросби, Лаверда, Македон, Новара, Пиренеи, Рэйвнсуорт, Скарборо, Скиддоу, Скиндиэн, Стикл, Чинук, Уитстоун, Эксдейл), два нефтегазоконденсатных (Восточный Спар и Тайдпол) и 27 нефтяных (Ауттрим, Блэкбэк, Ваназа, Вонду, Восточная Ламинария, Вуллибат, Гермес, Гриффин, Докрелл, Иглхок, Игрэт, Иксетер, Конистон, Кораллина, Корауэ, Коссэк, Ламберт, Ламинария, Мьютинир, Рамийэ, Рэмблер, Стайбарроу, Стэг, Таск, Торренс, Эйджинкорт и Энфилд).

В бассейне Джипсленд месторождение Блэкбэк, открытое в 1965 г. под водами Бассова пролива глубиной около 400 м, разрабатывается с 2000 г. тремя скважинами, подающими $582 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти плотностью $759 \text{ кг}/\text{м}^3$ по подводной системе (ПС), состоящей из донных устьев скважин, манифольдов, донных газо- и нефтепроводов и подводных средств дистанционного управления нефтедобычей, на неплавучую платформу (НП) мелководного месторождения Маккерел. Нефть (7,5 млн т) и природный газ (0,7 млрд м^3) месторождения Блэкбэк 92 км юго-восточнее побережья шт. Виктория залегают на глубине от 4000 до 4064 м в олигоценовом дельтовом песчанике Лэтроуб, откуда скв. 1-Блэкбэк и скв. 2-Блэкбэк фонтанировали соответственно по $240 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти с 54 тыс. м^3 газа и по $1056 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти с 235 тыс. м^3 газа [1]. По-видимому, Блэкбэк из-за его небольших запасов нефти и газа не стимулировало дальнейшую разведку глубоководья и так и осталось единственным на континентальном склоне в Бассовом проливе. Кроме того, в нём тогда же шла нефтегазоразведка шельфа, что увенчалось открытием в 1966-1967 гг. здесь, на мелководье, в тех же олигоцен/эоценовых песчаниках Лэтроуб на глубине всего от 1055 до 2577 м, а не от 4000 до 4064 м как в Блэкбэк, гигантских газовых месторождений Марлин (106 млрд м^3) и Снэппер (90 млрд м^3), газонефтяных Барракута (54 млрд м^3 газа и 68 млн т нефти) и Кингфиш (90 млрд м^3 газа и 143 млн т нефти), гигантского нефтяного Хейлибат (90 млн т) [1, 2, 14].

Другая часть нефтегазоносного континентального склона Австралии находится под водами Индийского океана западнее и северо-западнее побережья шт. Западная Австралия, где промышленные запасы газа, конденсата и нефти выявлены в осадочных бассейнах Карнарвон/Эксмаут, Брауз и залива Ж. Бонапарта.

Южной границей нефтегазоносного бассейна залива Ж. Бонапарта является материковый блок Кимберли Австралийского кристаллического докембрийского щита, северной – побережье о-ва Тимор, а осадочной толщей – мощный комплекс мезозойских и кайнозойских отложений, несогласно наложенный на осадочные породы палеозоя. Третичные карбонаты также отделены региональным стратиграфическим несогласием от верхнемеловых алевролитов, аргиллитов, песков и песчаников. В толще аналогичных от-

ложений мезозоя стратиграфические несогласия регионального масштаба выявлены также между верхней и средней юрой, в кровле нижней юры и верхнего триаса, а в перми залегает каменная соль, участвующая в строении соледиапиров. Нефть и природный газ образуют сводовые пластовые аккумуляции в нижнемеловых и верхнеюрских (нефтяное месторождение Рэмблер на самом севере бассейна), пермских (месторождение нефти Торренс юго-западнее Рэмблера, газовое месторождение Хэлсион на северо-западе бассейна, содержащее пачку газоносных песчаников толщиной 130 м) и юрских/среднеюрских дельтовых и турбидитных песках и песчаниках (месторождения Блэктип, Бэю/Ундан, Западное Сансет, Санрайз, Сансет и Трубадур).

Самыми крупными глубоководными (220-500 м) месторождениями осадочного бассейна залива Ж. Бонапарта являются Блэктип, Бэю/Ундан, Западное Сансет, Санрайз, Сансет и Трубадур. Запасы первого из них не опубликованы, но об его крупном размере свидетельствует прокладка подводного газопровода до побережья. Месторождение Бэю/Ундан – гигантское. Его извлекаемые запасы природного газа исчисляются 96 млрд м³, конденсата – 55 млн т. Бэю/Ундан расположено в Тиморском море 500 км северо-западнее австралийского морского порта Дарвин. Это месторождение разрабатывалось, потом консервировалось, а сейчас снова разрабатывается. Правда, из-за отсутствия подводного газопровода к Дарвину здесь отбираются только жидкие углеводороды, а сухой природный газ закачивается обратно в залежь. Западный Сансет, Санрайз, Сансет и Трубадур находятся 250–270 км севернее м. Лондондерри и 400 км северо-западнее порта Дарвин. В Западном Сансете осваиваются 250 млрд м³ природного газа, в Санрайзе и Трубадуре – суммарно 255 млрд м³ природного газа, в Сансете – 479 млрд м³ газа и 40 млн т конденсата. Эти запасы залегают на глубине 2800-3500 м и более, откуда первые скважины фонтанировали индивидуально по 100–555 тыс. м³/сут газа [1, 22]. Сейчас в бассейне имеются 10 разрабатываемых месторождений – Блэктип, Бэю/Ундан, Западный Сансет, Рэмблер, Санрайз, Сансет, Торренс, Трубадур, Хэлсион и Эскалон. Их начальные суммарные извлекаемые запасы, равные 1080 млрд м³ природного газа и 95 млн т конденсата – это богатство земных недр бассейна Ж. Бонапарта, и оно уже осваивается промышленностью.

Осадочный бассейн Брауз ограничивается на юго-востоке обнажённым материковым блоком Кимберли Австралийского докембрийского кристаллического щита, на севере и северо-западе – побережьем о-ва Тимор и отмечается промышленной нефтегазоносностью в районе о-вов Брауз, Картье, Ашмор и мористее. В центральной части этого бассейна мощность осадочной толщи измеряется 5500 м, глубина Индийского океана увеличивается к западу, достигая более 1100 м. Позднепалеозойская пликативная тектоника и её триасовая реактивизация обусловили появление главных региональных поясов складок, простирающихся с юго-запада на северо-восток, а келловейский материковый развал отмечен региональным стратиграфическим несогласием и отчасти новой дизъюнктивной активностью. Последовавшая за этим морская трансгрессия достигла своего максимума в туронское время, и флюктуация уровня мелового моря обусловила седиментацию мелководных песков, образование песчаных конусов выноса и сопутствующее отложение ар-

гиллитов, алевролитов и глин. В третичное время произошло накопление мощной толщи карбонатов. Они проградировали от центра бассейна к его периферии до тех пор, пока не начался среднемиоценовый тектогенез.

В общем, стратиграфический разрез бассейна Брауз аналогичен стратиграфическому разрезу осадочного бассейна зал. Ж. Бонапарта, характеризуется наличием тех же перерывов осадконакопления, горстов, грабенов, антиклинальных и наклонных дизъюнктивных блоков, антиклиналей и складок облекания над соледиапирами. Первые открытия нефти и природного газа здесь были сделаны в толще триаса – палеоцена мелководной, шельфовой, части бассейна (среди этих открытий было и месторождение Корнея с 82 млн т нефти). Сейчас главными объектами нефтегазоразведки на континентальном склоне в бассейне Брауз являются пермо-триасовые и юрские дизъюнктивные блок-антиклинали и складки облекания над ними, где покровными залежами нефти и газа служат глинистые сланцы юры и мела, а нефтяные и газовые залежи осваиваются или только разведываются в девяти глубоководных (209–544 м) месторождениях – Брэкнок, Восточная Ламинария, Горгониктис, Диониктис, Кораллина, Ламинария, Скотт Риф, Титаниктис и Южный Брэкнок.

Первое из них открыто в 1980 г. скв. 1-Брэкнок в океане глубиной 544 м на горст-блоке 32 км юг-юго-западнее о-ва Скотт Риф. Она вскрыла на глубине 3843–3934 м мощные газонасыщенные дельтовые песчаники юры – триаса с аномально высокими пластовыми давлениями в 270 км от побережья шт. Западная Австралия (м. Левек). Месторождения Брэкнок и Южный Брэкнок совместно содержат 255 млрд м³ природного газа [1, 22].

Самое крупное (613 млрд м³ природного газа и 48 млн м³, т.е. около 38,5 млн т, конденсата) в этом бассейне газоконденсатное месторождение Скотт Риф расположено в Индийском океане глубиной от менее 200 до 250 м возле двух атоллов о-ва Скотт Риф, 270–290 км северо-западнее побережья шт. Западная Австралия. Газоконденсатные залежи этого месторождения вскрыты на глубине 3570–3764 м в турбидитных песчаниках верхнего триаса и нижнеюрских/среднеюрских толстослоистых флювиально-дельтовых песках.

Месторождение Кораллина, в 1995 г. открытое 195 км север-северо-западнее м. Лондондерри и 80 км юг-юго-восточнее о-ва Тимор, в Тиморском море глубиной 365 м, имеет извлекаемые запасы 30 млн т нефти в юрских песках и песчаниках, откуда две первые скважины фонтанировали совместно 8662 м³/сутки нефти плотностью 739 кг/м³ при средней глубине продуктивной толщи в 3180 м. Рядом разрабатывается нефтяное месторождение Ламинария, выявленное в 1994 г. Четыре его скважины в Тиморском море глубиной 360 м дают 10 019 м³/сут нефти плотностью 743 кг/м³ из её извлекаемых запасов, равных 48 млн т и залегающих в тех же песках и того же возраста на глубине около 3270 м. Кораллина и Ламинария связаны ПС с плавающей платформой (ПП), имеющей нефтехранилище ёмкостью 225 тыс. м³ и оборудование для отгрузки нефти на челночные танкеры. Освоение Ламинарии обошлось в \$ 1 млрд. Сейчас готовится к разработке и нефтяное месторождение Восточная Ламинария [1].

В 2004 г. в Тиморском море глубиной 230–235 были открыты газоконденсатные месторождения Горгониктис, Диониктис и Титаниктис, суммар-

но содержащие 269 млрд м³ природного газа и 43 млн т конденсата/нефти в вышеупомянутых песках. Их разработка идёт по общему проекту «Ихтис» («Рыба»). В нём предусмотрено на 2012 год или чуть позже достижение максимального уровня добычи 15 900 м³/сут нефти/конденсата и 34 млн м³/сут природного газа, прокладка к побережью шт. Западная Австралия подводных газо- и нефтепроводов длиной по 200 км, приобретение и установка ПП в море глубиной 230 м, а также пуск завода по производству 6 млн т/год сжиженного природного газа (СПГ) на побережье шт. Западная Австралия [1, 22].

Таким образом, в юрских и триасовых песках и песчаниках осадочного бассейна Брауз девять его глубоководных (230-544 м) месторождений Брэкнок, Восточная Ламинария, Горгониктис, Диониктис, Кораллина, Ламинария, Скотт Риф, Титаниктис и Южное Брэкнок содержат начальные суммарные извлекаемые запасы 1137 млрд м³ природного газа, 38,5 млн т конденсата и 121 млн т нефти на глубине от 3180 до 3934 м.

69 остальных глубоководных (209–1351 м) месторождений разведуются или уже разрабатываются в Индийском океане в осадочном бассейне Карнарвон/Эксмаут. Среди них – 23 газовых месторождения (Ахилл, Герцион, Горгона, Дионисий, Ио, Йеллоустоун, Клио, Кризаор, Менад, Оближ, Ортрус, Плутон, Рейндир, Сатир, Скейфелл, Скульптор, Спар, Урания, Уэст Трайэл Рокк, Феба, Чэндон, Энджел, Янш), семь газоконденсатных (Афина, Гудвин, Джоудл, Мэйтлэнд, Персей, Уилкоккс, Эхо), два газоконденсатнонефтяных (Восточный Спар и Тайдпол), 16 газонептяных (Ван-Гог, Винсент, Западный Диксон, Кросби, Лаверда, Македон, Новара, Пиренеи, Рэйвнсуорт, Скарборо, Скиддоу, Скиндиэн, Стикл, Уитстоун, Чинук, Эксдейл) и 21 нефтяное (Ауттрим, Ваназа, Вонду, Вуллибат, Гермес, Гриффин, Докрелл, Иглхок, Игрэт, Иксетер, Конистон, Корауэ, Коссэк, Ламберт, Мьютинир, Рамийэ, Стайбарроу, Стэг, Таск, Эйджинкорт и Энфилд).

Все эти месторождения выявлены в дельтовых и турбидитных песках и песчаниках мела, юры и триаса многими скважинами, пробуренными в осадочном бассейне Карнарвон/Эксмаут, имеющем ширину более 300 км на суше, шельфе и континентальном склоне Австралии и простирающемся на 1000 км с юга на север. Материковая часть этого бассейна очень узкая, покоится на докембрийских изверженных и метаморфических горных породах блока Пилбара Австралийского щита и вместе с шельфовой частью разбита разломами Дампьер, Джиралия, Дарлинг, Келевн/Янбо, Уондаги, Хордават и другими. Они простираются кулисообразно с юга на север, параллельно побережью шт. Западная Австралия, и имеют вид «лестницы сбросов», падающих на запад, в сторону Индийского океана. Осадочный бассейн Карнарвон/Эксмаут – это удлинённая тектоническая депрессия по кристаллическому фундаменту (КФ), крупная и сложно построенная структура, содержащая в разрезе земных недр материковой отмели нерасчленённые четвертичные и третичные отложения, кальцилутит Тулонга (верхний мел), осадочные породы группы Уиннинг (верхний/нижний мел), отложения неокома, юры, триаса, перми, карбона и девона.

Восточной границей бассейна Карнарвон/Эксмаут является выклинивание осадочной толщи на докембрийском кристаллическом щите, а западной – свод Эксмаут, что на расстоянии 400-500 км мористее побережья шт.

Западная Австралия, в Индийском океане глубиной около 1400-1500 м. Южная часть бассейна Карнарвон/Эксмаут вмещает область развития палеозойских осадочных горных пород, большинство которых перекрыто по несогласию чехлом из меловых и третичных отложений. На севере бассейна Карнарвон/Эксмаут развиты мощные толщи перми, триаса, юры и неокома, над которыми залегает с несогласием мощная толща верхнемеловых, третичных и четвертичных отложений. Осадочных пород триасового возраста нет в южной части бассейна Карнарвон, но они присутствуют под юрскими в его суббассейнах Барроу, Дампьер и Эксмаут. Сводная мощность юрских отложений в суббассейнах Барроу и Эксмаут превышает 7000 м, а триасовая осадочная толща разбита 14 конкордантными и дискордантными сбросами, простирающимися с юга на север и обуславливающими наличие более 17 наклонных горстов и грабенов исключительно в этой триасовой осадочной толще. В северной части бассейна Карнарвон/Эксмаут позднепермская седиментация происходила почти непрерывно вплоть до раннего триаса, когда началось отложение морских глинистых сланцев и аргиллитов Локкер. В течение среднетриасового времени условия осадконакопления постепенно становились всё менее и менее морскими, в результате чего повсеместно отложилась толща дельтово-флювиальных песков Мунгару. Регрессия моря продолжалась и в ранней юре, в конце которой дизъюнктивные подвижки породили прогиб Эксмаут-Барроу-Дампьер и отделили его от суббассейнов Гасконь и Мерлинли. Докембрийские кристаллические тектонические блоки Пеедамулла, Кейп Престон и Пилбара, суббассейн Гасконь и платформа Ранкин оставались тектонически приподнятой группой останцев древних осадочных бассейнов, образуя крылья мезозойского прогиба. Упомянутые дизъюнктивные подвижки, по существу, и определили геометрию горстовых блоков, которые содержат гигантские запасы нефти, конденсата и природного газа на платформе Ранкин, наибольшая часть которой находится на континентальном шельфе.

Все крупные открытия нефти, конденсата и природного газа в подводных недрах как материковой отмели (платформа Ранкин), так и континентального склона (платформа Ранкин, синклиналь Кенгуру и свод Эксмаут) связаны с флювиально-дельтовыми песчаниками, возраст которых – от познетриасового до раннеюрского. Они залегают на глубине до 2700 м в разрезе платформы Ранкин и на глубине от 610–696 м (Вонду и Стэг) до 4010–4727 м (Урания и Клио). Их пористость обычно измеряется 20 %, а проницаемость 0,1 м^2 или больше. Конфигурация нефтяных и газовых залежей в основном сходная. Нефть и газ залегают в сложно нарушенных разломами горстовых блоках, которые в течение юрского времени, по-видимому, образовывали нерегулярно расчленённый рельеф суши. В зависимости от своей высоты эти приподнятые блоки постепенно перекрывались в течение мелового времени трансгрессивными отложениями, и ныне аптские и неомские морские аргиллиты и глинистые сланцы залегают в виде чехла на древней, стратиграфически несогласной, палеоэрозионной, поверхности, обеспечивая главную покрывку для залежей нефти и природного газа. Латеральные же экраны в определённой мере контролируются сбросами. Месторождения нефти и газа на континентальном склоне Австралии в Индийс-

ком океане вот уже 45 лет ищутся, разведуются и осваиваются в осадочной толще суббассейна Эксмаут, в земных недрах как его синклинали Кенгуру, так и свода Эксмаут, нормально составляющих подводное плато Эксмаут. Восточная и юго-восточная граница этого плато трассируется вдоль изобаты 200 м, мористее о-ва Барроу [1, 2].

Первостепенным по нефти- и газодобыче в Австралии является именно нефтегазоносный бассейн Карнарвон/Эксмаут. Первой скважиной, пробуренной в 1953 г. была скв. 1-Раф Рейндж. На глубине 1098–1109 м в отложениях Бедронг фонтанировало 75 т/сут нефти. Это было первым в Австралии открытием самофонтанирующей нефти. С забоем же на глубине 4452 м в девонских отложениях.

Гигантское газовое месторождение Горгона выявлено в 1980 г. скв. 1-Горгона, а оконтурено скв. 1-Северная Горгона в 1982 г. и скв. 1-Центральная Горгона в 1983 г. 65 км северо-западнее нефтяного месторождения Барроу Айленд, что 65 км мористее побережья шт. Западная Австралия. Газовое месторождение Горгона приурочено к юго-западному концу платформы Ранкин, где уже выявлено несколько других гигантских месторождений газа; глубина Индийского океана в его районе около 250 м. Кровля триасовой коллекторской толщи Мунгару залегает на глубине около 3500 м, а индивидуальные пласты пролювиальных песчаников имеют мощность до 50 м и либо переслаиваются с аргиллитами, либо образуют песчаные тела толщиной до 250 м. Триасовые отложения составляют наклонённый горст, запечатанный глинистыми сланцами меловой группы Барроу. Суммарные мощности, общей и эффективной, в скв. 1-Горгона, 1-Центральная Горгона и 1-Северная Горгона соответственно равны 409 и 106 м, 441 и 45 м, 761 и 136 м.

Это месторождение имеет 5 км вширину и не менее 30 км в длину, а запасы газа – 232 млрд. м³, из которых около 17 % CO₂ и азота. Коллекторские песчаники имеют пористость 15-20 % и проницаемость от десятых до сотых долей пм², откуда скважины фонтанировали газом с индивидуальными дебитами по 1,06 млн. м³/сут на штуцере 31,75 мм. План по освоению Горгоны успешно осуществляется. Он охватывает установку подводной газодобывной и газосборной систем в Индийском океане и прокладку по его дну 70-километрового газопровода к о-ву Барроу, где жидкие углеводороды (УВ) будут на газоперерабатывающем заводе (ГПЗ) отделяться от природного газа и танкерами отправляться на международный рынок, а осушённый природный газ пойдёт по подводно-донному газопроводу от о-ва Барроу в шт. Западная Австралия на его промышленные и местные рынки газопотребления. Это же должно охватить соседние с Горгоной глубоководные месторождения Герион, Дионисий, Ио, Кризаор, Менад, Ортрус, Янш и другие. Их суммарные геологические запасы газа исчисляются 1132 млрд м³ [13].

Согласно сценарию «Интернейшнл Энерджи Эйдженси», опубликованному в 2009 г., мировой спрос на природный газ был в 2007 г. равен 3,0 трлн м³, а в 2030 г. будет равен 4,3 трлн м³.

Для Азии в 2009 г. самым главным событием на рынке сжиженного природного газа (СПГ) был «зелёный свет», данный массивному Горгонскому проекту СПГ. В сентябре 2009 г. партнёры по совместному предприятию для Горгоны, т.е. «Шеврон Корп.», «ЭксонМобил» и «Роял Датч/Шелл»,

приняли окончательное инвестиционное решение двинуться вперед с этим проектом стоимостью почти \$ 3,8 млрд. При суммарной оценке ресурсов газа 1,135 трлн м³ Горгона будет по СПГ крупнейшим проектом разработки её запасов за всю историю Австралии. Строительство завода СПГ для газа из Горгоны уже идёт на о-ве Барроу. Первые поставки СПГ на экспорт намечены на 2014 г., а для местного потребления – на конец 2015 г.

Японская «Чубу Электрик Пауэр Ко.» приобрела 0,417 % пая «Шеврон» по Горгоне и согласилась покупать 1,44 млн т/год СПГ из Горгоны в течение 25 лет, начиная с 2014 г., а китайская «ПетроЧайна» будет покупать 2,25 млн т/год СПГ из Горгоны в течение 20 лет [20].

Согласно [22], в 2014 г. ожидается выход на пик суммарной максимальной нефте- и газодобычи, соответственно равной 15 900 м³/сут нефти/конденсата и 44,6 млн м³/сут газа, из земных недр месторождений Горгона, Герион, Ио, Чэндон и Янш, ввод в эксплуатацию на о-ве Барроу завода производительностью 15 млн т/год СПГ и подача на побережье шт. Западная Австралия 8,5 млн м³/сут природного газа из упомянутых месторождений.

Месторождение Герион открыто в 1999 г. скв. 1-Герион на расстоянии 30 км от Горгоны. Эта скважина вскрыла газовую залежь толщиной 113 м. Тогда же было выявлено и газовое месторождение Ортрис скважиной, пробуренной до глубины 3570 м и вскрывшей газоносную зону эффективной газонасыщенной толщиной 53 м в Индийском океане глубиной 1200 м [21]. В 2000 г. для поиска глубоководного продолжения Горгоны пробурена скв. 1-Урания в океане глубиной 1200 м. Она имеет забой на глубине 4010 м и вскрыла эффективно газонасыщенную зону толщиной 54,5 м с запасами от 50 до 70 млрд м³ природного газа в месторождении Урания. Соседние газовые месторождения Герион и Ортрис ресурсно характеризуются наличием в земных недрах совокупных запасов природного газа порядка 390 млрд м³ [1]. 200 км мористее побережья шт. Западная Австралия, в Индийском океане глубиной 1351 м, «ЭксонМобил» открыла сверхгигантское газовое месторождение Янш, пробурив в нём скважины глубиной до 3294 м. Янш имеет запасы 566 млрд м³ природного газа на площади 1961 км² и совокупную толщину газодобывной зоны 396,5 м. «ЭксонМобил» считает, что Янш – самое крупное газовое месторождение среди тех, которые когда-либо открывались в австралийских морских экономических зонах [16]. В июле 2003 г. разведочная (оценочная) скв. 3-Янш, пробуренная «ЭксонМобил» и «ШевронТехако» в Индийском океане глубиной 1329 м до забоя на глубине 2875 м, фонтанировала 2040 тыс. м³/сут природного газа. Обе нефтегазовые компании изучают сейчас условия и варианты разработки месторождения Янш, имея в виду его глубоководность (1329–1351 м) и отдалённость (200 км) от австралийского морского ближайшего порта Каррата [19].

Тогда же и в том же прибрежье, но уже 50 км север-северо-западнее морского порта Эксмаут, что на побережье шт. Западная Австралия, «Би-ЭйчПи Билитон» открыла глубоководное (209 м) нефтяное месторождение Рэйвнсуорт. Это сделано с помощью скважины, пробуренной до забоя на глубине 1433 м и фонтанировавшей нефтью немного позднее открытия нефтяного месторождения Стайбарроу. Скв. 1-Рэйвнсуорт пробурена примерно 10 км юго-восточнее газонефтяного месторождения Винсент. Она достигла

глубины 1432 м и встретила нефтяной слой толщиной 37 м и слой природного газа толщиной 7 м в песчанике группы Нижняя Барроу, будучи опробована на приток с ПП в океане глубиной 209 м и 45 км север-северо-западнее морского порта Эксмаут. В 2003 г. и 55 км северозападнее Эксмаута «БиЭйчПи Билитон» выявила на соседней с Рэйвнсуорт площади морское глубоководное нефтяное месторождение, названное Стайбарроу.

В целом же здесь, на прилегающей площади Индийского океана глубиной 209–250 м и более, открыто в 2003 г. 10 месторождений, в том числе газовое Скэйфелл, нефтегазовые Рэйвнсуорт, Энфилд, Винсент, Новара, Конистон, Лаверда, Скиддоу, Чинук и Скиндиэн [8].

Австралийская нефтяная компания «Вудсайд Энерджи Лтд» вложила 1,48 млрд австралийских долларов в разработку глубоководного нефтяного месторождения Энфилд. Находящееся 40 км северозападнее мыса Северозападный, что на побережье шт. Западная Австралия, это месторождение имеет запасы нефти 23 млн м³ (18 млн т), введено в разработку в 2006 г. с начальной добычей 15 900 м³/сут нефти, а затем увеличит нефтедобычу за счет подключения соседних месторождений – Лаверда и др. Разработка Энфилда будет вестись пятью эксплуатационными нефтяными и шестью водонагнетательными скважинами, по ПС подключенными к ПП-судну, способному получать, хранить 143 091 м³ и отгружать нефть на танкеры.

Для разработки месторождения Энфилд заказано строительство двухкорпусного (катамаран) судна-ПП, способного обрабатывать (готовить к транспортировке на экспорт) 15 900 м³/сут нефти и хранить её 160 тыс. м³. В том же 2004 г. «ШевронТехако» обнаружила и начала разведывать значительное газовое и нефтяное месторождение Уитстон в Индийском океане глубиной 213,5 м. Это месторождение расположено 176 км запад-северо-западнее морского порта Дампьер, что на побережье шт. Западная Австралия, и имеет в разрезе триасовых песчаников Мунгару нефтяную залежь толщиной 126 м, а в титонских песках – газодобывную зону толщиной 53 м. Глубина залегания нефти около 3384 м [17].

Скв. 1-Стайбарроу, открывшая одноимённое месторождение, встретила эффективно нефтенасыщенную зону толщиной 18,6 м в песчанике Македон толщиной 23 м. Она пробурена в феврале 2003 г., а скв. 1-Эскдейл – в марте, скв. 1-Скиддоу и 2-Скиддоу – в мае, скв. 2-Стайбарроу – в июне 2003 г. Между апрелем и июлем 2004 г. пробурены скв. 3-Стайбарроу, разведочные скважины, а также поисковые скв. 2-Эскдейл и скв. 1-Нотт. Скв. 3-Стайбарроу, пробуренная в океане глубиной 792 м и 2 км северозападнее скв. 1-Стайбарроу, встретила нефтяную зону толщиной 6,5 м, а скв. 4-Стайбарроу (сайдрэжк) – толщиной 16 м. Скв. 2-Эскдейл, пробуренная в океане глубиной 830 м, встретила нефтяной слой толщиной 13 м в нефтяной пачке переслаивания толщиной 24 м. Скв. 1-Нотт, пробуренная в июне 2004 г., ликвидирована [6].

190 км мористее побережья шт. Западная Австралия в августе 2004 г. открыто газовое месторождение Плутон в Индийском океане глубиной 400–1000 м. Запасы газа равны 85 млрд м³ в 63-метровой толще песков Мунгару. А в 15 км от этого месторождения выявлено в том же г. крупное газовое месторождение Уитстоун, где морские глубины похожие.

Концепция разработки месторождения Плутон охватывает установку газодобывной НП в океане глубиной 80–175 м в 15 км от самого месторождения, семь подводно-донных устьевых арматур семи скважин, два манифольда для них (первый – на четыре скважины, второй – на три), девять внутри-промысловых донных газопроводов и один общий газопровод к НП [23].

«Шеврон» нашла в 2006 г. газовое месторождение Клио в Индийском океане глубиной 915 м и 144 км северо-западнее побережья Западной Австралии, а также 32 км северо-западнее морского газового месторождения Горгона. Скважина, открывшая Клио, – вертикальная, имеет глубину 4727,5 м и встретила 190-метровую эффективно газонасыщенную триасовую толщу песков Мунгару [9]. Эта же американская компания в том же г. и на той же площади Большая Горгона выявила газовое месторождение Чэндон в Индийском океане глубиной 1200 м. Оно располагается 260 км северо-западнее побережья шт. Западная Австралия и 30 км северо-западнее ультраглубоководных газовых месторождений Ио и Янш. В газе этих двух месторождений содержится около 2 об. % CO_2 , а в природном газе Чэндона – 12–14 об. % углекислого газа [8].

2007 год ознаменовался обнаружением ещё одного ультраглубоководного газового месторождения Феба на расстоянии 297 км от северо-западного побережья Австралии. Это сделала американская нефтяная компания «БиЭйчПи Билитон». Она пробурила в Индийском океане глубиной 1174 м скважину, которая в земных недрах подводного плато Эксмаут вскрыла газодобывную зону толщиной 73 м [5].

В 2007 г. «БиЭйчПи Билитон» начала добычу нефти и газа из месторождения Стайбарроу, что в суббассейне Эксмаут 65 км мористее побережья шт. - Западная Австралия. Это стоило \$ 760 млн. Месторождение – в Индийском океане глубиной 825 м с самой глубоководной для Австралии схемой разработки, в которой девять скважин подсоединены к судну-ПП, добывающему 12 719 м³/сут нефти, хранящему и отгружающему нефть на танкеры. Нефть добывается и из месторождения Эксдейл, где пока одна действующая скважина, связанная подводным нефтепроводом со Стайбарроу. Ожидается, что в будущем нефтедобыча резко увеличится и пойдет полным ходом. Стайбарроу и Эксдейл были открыты в феврале 2003 г., и оценивается, что они имеют суммарные извлекаемые запасы нефти, равные 9,5–14,3 млн м³. Эксплуатационная жизнь этих месторождений равна 10 годам [7].

2009 год – это дата открытия глубоководного газового месторождения Ахиллес в бассейне Карнарвон/Эксмаут западнее месторождения Горгона и южнее газовых месторождений Ио и Янш. Скважина, обнаружившая месторождение Ахиллес, прошла в нём газодобывную зону толщиной 100 м, сложенную триасовыми песчаниками Мунгару [10]. В том же г., но позднее, группа компаний во главе с «Шеврон Австралия» сделала ещё одно ультраглубоководное газовое открытие – месторождение природного газа Сатир, пробуравив поисковую скважину в Индийском океане глубиной 1070 м в 160 км северо-западнее морского порта Онслоу, шт. Западная Австралия. Скважина-первооткрывательница месторождения Сатир вскрыла в триасовых песчаниках Мунгару газодобывную зону толщиной 130 м и ожидает испытания её на приток. Оба месторождения располагаются западнее Горгоны [11].

2010 год для «Шеврон Австралия» – это год открытия и начала разведки морского газового месторождения Йеллоустоун. Оно находится на площади Большая Горгона, рядом с месторождениями Ахиллес и Сатир, и выявлено скважиной, вскрывшей газодобывную зону толщиной 137 м. На площади Большой Плутон «Вудсайд Петролеум» открыла в 2010 г. месторождение Оближ, где бурением опробовано несколько газоносных песков с газодобывной зоной толщиной более 300 м в песках Мунгару [12].

«Апачи Корп.» из Хьюстона, США, в 2010 г. начинает добычу нефти и газа из открытого в 2003 г. месторождения Ван-Гог в бассейне Эксмаут. У фирмы Ван-Гог – это первое месторождение, которое начинает разрабатываться с помощью судна «Нингалу Вижн», получающего, хранящего и отгружающего нефть на челночные танкеры. Скважины здесь закончены с их подводнодонными головками и 19 горизонтальными латералиями. В месторождении имеются две водонагнетательные скважины и одна газонагнетательная. Упомянутое «Нингалу Вижн» судно может обрабатывать 23 848,5 м³/сут нефти и конденсата, в том числе 10 016 м³/сут нефти, и хранить 85 855 м³ нефти. Ван-Гог – 51 км север-северо-западнее морского порта Эксмаут.

Во второй половине 2010 г. началась разработка глубоководного месторождения Пиренеи совместно с нефтяными месторождениями Кросби, Рэйвнсуорт и Стикл, находящимися в Индийском океане глубиной 171-250 м, по проекту стоимостью \$ 1,7 млрд.

В 2011 г. «Апачи» предполагает начать добычу природного газа из месторождения Рейндир благодаря вводу в строй газоперерабатывающего завода в Дэвил Крик – первого ГПЗ, построенного в Западной Австралии за последние 15 лет и позволяющего увеличить на 20 % газодобычу для местного газопотребления в этом штате [4].

2009 год является временем достижения максимальной газонефтедобычи в месторождениях Ван-Гог, Винсент и Стайбарроу. В первом из них, где глубина океана 350 м, судно-ПП, имеющее нефтехранилище на 95 395 м³, добывает ежедневно 9540 м³ нефти и 2,265 млн м³ газа. Глубоководное (350 м) месторождение Винсент, где добыча идёт с 2008 г. на судно-ПП с нефтехранилищем ёмкостью 190 тыс. м³, вышло на максимум в 2009 г., давая из восьми скважин 19 080 м³/сут нефти и 2,832 млн м³/сут газа. Месторождение Стайбарроу в 2009 г. достигло пика только газодобычи в 2,265 млн м³/сут, но готовится и к нефтедобыче на судно-ПП с нефтехранилищем ёмкостью 127 190 м³. Пик газонефтедобычи (15 900 м³/сут нефти и 1,7 млн м³/сут газа) на судно-ПП с нефтехранилищем ёмкостью 160 тыс. м³ в глубоководном (205 м) месторождении Пиренеи и пик газодобычи (27,330 млн м³/сут из извлекаемых запасов 283 млрд м³) в глубоководном месторождении Скарборо приходятся на 2010 г.

На 2012 г. или чуть позже запланировано достижение максимального уровня в 15 900 м³/сут нефти и 34 млн м³/сут газа, приобретение и установка ПП в глубоководном (230 м) промысле «Ихтис», пуск материкового завода сжиженного газа производительностью 6 млн т/год и прокладка от «Ихтис» к берегу газо- и нефтепроводов длиной 200 км при извлекаемых запасах этого промысла 269 млрд м³ газа и 43 млн т нефти/конденсата [18].

В осадочном бассейне Карнарвон/Эксмаут имеются девять ультраглубоководных газовых месторождений. Это – Янш (1329–1351 м), Плутон и Уитстоун (1000 м), Сатир (1070 м), Фебе (1174 м), Ортрис, Урания и Чэндон (1200 м), Герион (1232 м).

Самым глубоководным нефтяным месторождением этого бассейна считается Стайбарроу, открытое под толщей вод Индийского океана глубиной 825 м, а самым глубоководным газонефтяным – Скарборо. Первые скважины в нём, т.е. скв. 1-Скарборо и 2-Скарборо, фонтанировали природным газом из нижнемелового песчаника с глубины 2069 м ещё в 1966 г., что дало основание считать его газовым, однако другие скважины, пробуренные здесь позднее, дали промышленные притоки нефти, и Скарборо стало газонефтяным. Глубина океана в Скарборо равна 912 м.

В этом же осадочном бассейне к гигантским относятся семь газовых и нефтяных месторождений. Среди них – шесть газовых гигантов и один газонефтяной гигант. Начальные извлекаемые запасы газа каждого из шести газовых гигантов исчисляются следующим образом: в Герионе они равны 390 млрд м³ (вместе с месторождением Ортрис), Горгоне – 232, Ортрисе – 390 (вместе с Герионом), Плутоне – 85, Урании – 70 и в Янше – 566 млрд м³. Седьмой гигант – газонефтяное Скарборо. Оно содержит 283 млрд м³ природного газа и 282 млн т нефти. Совокупно же богатство земных недр этих семи гигантов измеряется 1909 млрд м³ природного газа и 282 млн т нефти, что составляет около 100 % от опубликованных запасов всех газовых месторождений этого бассейна и 89,6 % от запасов всех его нефтяных и газонефтяных месторождений, оцениваемых 314,5 млн т нефти.

В общем, на континентальном склоне Австралии в Индийском океане и Бассовом проливе глубиной от 205 до 1351 м, где располагаются акваториальные части четырёх осадочных бассейнов (залива Ж. Бонапарта, Бразуз, Карнарвон/Эксмаут и Джипсленд), разрабатываются или готовятся к разработке 88 месторождений нефти, газа и конденсата с совокупными начальными извлекаемыми запасами, равными 4126,7 млрд м³ природного газа, 133,5 млн т конденсата и 443 млн т нефти. Они залегают в песчаниках перми, триаса и палеогена на глубине от 610 до 4727 м, откуда скважины фонтанировали индивидуально с начальными дебитами от 54 тыс. до 2040 тыс. м³/сут природного газа, а также от 240 до 4331 м³/сут нефти.

Австралия в последние 10 лет сохраняла 65–85 % самодостаточность по нефти, более чем на 100 % уже самодостаточна по газу и является экспортером сжиженного природного газа (СПГ). Она, тем не менее, значительно не разведанная страна, имеющая менее 10 тысяч скважин, пробуренных по всей её площади, равной более 12 млн км²; первостепенным по нефте- и газодобыче в Австралии является Карнарвонский нефтегазоносный бассейн. Он разведывается более 40 лет, но уменьшения коэффициента промышленных открытий нет [22].

Юго-восточнее Австралии на стыке Индо-Австралийской и Тихоокеанской плит располагается единственная пока в Новой Зеландии газонефтяная область – Таранакский нефтегазоносный осадочный бассейн. Значительная часть его находится в Таранакском заливе (Тасманово море) глубиной до 110 м и более, имеет кристаллический фундамент (КФ) из до-

кембрийских кварцитов, гранитов и конгломератов, сложенных гальками либо кристаллических сланцев, либо гранита, и осадочную толщу эоцена/палеоцена, залегающую непосредственно на этом КФ и содержащую в песчаниках промышленные запасы газа, конденсата и нефти. Все их месторождения и в земных недрах о-ва Северного, и в подводных недрах Таранакского залива, что у западного побережья этого острова, имеют небольшие размеры, за исключением нефтегазоконденсатногазового Мауи. Оно – гигантское, содержит 283 млрд м³ природного газа вместе с неопубликованными запасами нефти/конденсата и может быть вещественным свидетельством в пользу перспективы открытия нефти и газа в той части Таранакского залива, где его глубина более 200 м, и в ином глубоководье возле о-ва Северный, например, в осадочном бассейне Рэйнд, а также восточнее о-ва Южный, например, в осадочных бассейнах Грэйт Саут и Кентербери [1–3, 15].

Месторождение Мауи площадью 140 км², открытое в 1969 г. около 50 км мористее побережья Южно-Таранакской бухты, приурочено к крупной двуглавой антиклинали, осложнённой на её восточном крыле разломом Кейп Эгмонт, простирающемся с юго-запада на северо-восток. Вдоль этого сброса часто происходят землетрясения, а сам он является частью огромного трансформного разлома, пересекающего весь о-в Северный и проходящего через его современны вулканы Эгмонт – на юге и Хантли – на севере. В Мауи выявлены и разрабатываются две отдельные продуктивные зоны. В верхней, т.е. в песке «Ц», содержится главная часть извлекаемых запасов газа, конденсата и нефти, где максимальная эффективная нефтегазонасыщенная мощность песка достигает 122 м. Нижняя нефтегазодобывная зона, т.е. песок «Д», содержит меньшие залежи газа с нефтяными оторочками (около 12 % от суммарных запасов газа всего месторождения и 20 % запасов конденсата), а максимальная эффективная нефтегазонасыщенная мощность этой зоны измеряется 61 м. Скв. 1-Мауи с глубины 3015–3022,5 м фонтанировала чёрной лёгкой парафинистой нефтью. Фонтан такой же нефти (80 т/сут) дала и скв. 4-Мауи, но самой продуктивной оказалась скв. 3-Мауи. Она фонтанировала 1350 тыс. м³/сут природного газа и 200 т/сут конденсата с глубины около 2745 м, а также 1305 тыс. м³/сут газа и 335 т/сут конденсата с глубины 3050 м. Возле этой скважины глубина залива достигает 110 м, и газ добывается со стальных ажурных платформ, установленных на морское дно. Добыча газа здесь началась в 1978 г. с 14 550 тыс. м³/сут газа и 2 835 т/сут конденсата, а газодобывной потенциал месторождения Мауи достигает 27 млн м³/сут [2].

Недавно Новая Зеландия предложила всем желающим начать поиски и разведку нефти и природного газа в её глубоководном (1750–2000 м) осадочном бассейне Рейнд, находящемся северо-западнее о-ва Северный. Этот бассейн заполнен осадочными породами кайнозоя и мезозоя суммарной мощностью до 7000 м на площади 105 230 км². В шести его блоках, предложенных в 2010 г. для нефтегазоразведки, согласно данным сейсмоки и других исследований, осадочная толща залегает на континентальной кристаллической земной коре, геология похожа на геологию Таранакского бассейна, и, по мнению новозеландской компании «Кроун Минералз», удельная плотность прогнозных запасов нефти и природного газа в упомянутых шести

блоках бассейна Рейнд может достигать $1,2 \text{ млн м}^3/\text{км}^2$ для нефти и $1,7 \text{ млрд м}^3/\text{км}^2$ для природного газа [15].

В Тихом океане, в районе новозеландских о-вов Антиподов, Баунти, Кембел и Чатэм, выявлено глубоководное подводное плато, а в нём – шесть осадочных бассейнов. Одним из них является осадочный бассейн Грэйт Саут. Согласно данным шести морских скважин (1-Такапу, 1-Тара, 1-Тороа, 1-Кавау, 1-Пакаху и 1-Хойхо), пробуренных на поперечном профиле длиной около 375 км, который простирается с северо-запада на юго-восток, от новозеландского о-ва Стюарта до погребённого поднятия Пукаки, на которых обнажается докембрийский/палеозойский КФ, бассейн Грэйт Саут глубиной 6000 м заполнен осадочными породами неогена, палеогена, маастрихта и сантона. Забои пяти скважин (1-Такапу, 1-Тара, 1-Кавау, 1-Пакаха и 1-Хойхо) находятся в гранитах и гранито-гнейсах КФ, поверхность которого на северо-западном и юго-восточном крыльях бассейна, а также в его самой глубокой части разбита 18 продольными вертикальными или почти вертикальными сбросами, ограничивающими горсты и наклонённые к центру бассейна тектонические блоки КФ. Самой успешной оказалась скв. 1-Кавау. Она бурилась с судна в океане глубиной 457 м, достигла кровли верхнемеловых отложений на глубине 2821 м и прошла 91,5 м по базальным пескам сантона с хорошей пористостью и проницаемостью, откуда фонтанировала 297 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ природного газа со значительным количеством нефти плотностью $797 \text{ кг}/\text{м}^3$ ещё в 1980 г. Эти нефтегазоносные пески залегают непосредственно на поверхности КФ в его горсте, охватывающем КФ и осадочную толщу сантона [1].

Американская «Анадарко Петролеум Корп.» совместно с новозеландской «Ориджин Энерджи Рисосис НЗ Лтд.» уже готова начать бурение поисковой скважины в южной части осадочного бассейна Кентербери, что восточнее о-ва Южный, чтобы оценить нефтегазоносность формаций Герберт и Кавау мелового возраста в океане глубиной 1006,5 м на двуглавой антиклинали Каррак/Каравел площадью более 390 км^2 по поверхности меловой толщи 64 км восточнее Данидин, что на восточном побережье о-ва Южный. Обе упомянутые формации содержат нефть и природный газ, согласно опробованию скв. 1-Тодд Галлеон, пробуренной 30 км северо-западнее в океане глубиной 91 м компаниями «Бритиш Петролеум» и «Шелл» в 1985 г. и фонтанировавшей 300 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ природного газа и 356 $\text{м}^3/\text{сут}$ конденсата из песчаника мелового возраста с глубины 2745 м. Сейсмика указывает здесь на наличие признаков нефтегазоносности песчаников мела и газоносности третичных песчаников. Запасы же в Каррак/Каравел оцениваются равными 119 млн м^3 (103 млн т) нефти или же 76,5 млрд м^3 природного газа с 79,5 млн м^3 (68,5 млн т) конденсата в песчаниках Герберт. Если песчаники Кавау окажутся тоже нефтегазоносными, то вышеупомянутые извлекаемые запасы антиклинали Каррак/Каравел могут быть и в два раза больше [3].

1. Гожик П.Ф., Краюшкин В.А., Ключко В.П. Успехи нефтеразведки на материковом склоне Австралазии и Австралии // Геол. журн. – 2004. – № 3. – С. 23-28.
2. Порфирьев В.Б., Соллогуб В.Б., Чекунов А.В. и др. Строение и нефтегазоносность северной части Черного моря и сопредельных территорий. – Киев: Наук. думка, 1978. – 160 с.

3. *Anadarko*, Origin to drill Canterbury deep water // *Oil and Gas J.* – 2010. – **108**. – No. 10. – P. 8.
4. *Apache* starts up Van Gogh off W. Australia // *Ibid.* – No. 7. – P. 8-10.
5. *Berman A.* Exploration discoveries // *World Oil.* – 2007. – **228**, No. 11. – P. 25.
6. *BHP* Biliton to develop field off Australia // *Oil and Gas J.* – 2005. – **103**, No. 45. – P. 5-8.
7. *BHP* brings Stybarrow project on stream // *Ibid.* – 2007. – **105**. – No. 45. – P. 8.
8. *Chevron* reports gas find on North West Shelf // *Ibid.* – 2006. – **104**. – No. 28. – P. 8.
9. *Chevron* strikes gas with wildcat off Australia // *Ibid.* – No. 43. – P. 8.
10. *Chevron* group has Carnarvon basin gas find // *Ibid.* – 2009. – **107**. – No. 40. – P. 8.
11. *Chevron*-led group makes gas find off W. Australia // *Ibid.* – No. 47. – P. 8.
12. *Chevron*, Woodside make finds off W. Australia // *Ibid.* – 2010. – **108**. – No. 1. – P. 8-10.
13. *Clegg L.J., Sayers M.J., Tait A.M.* Gorgon gas field // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* – 1990. – **74**. – No. 9. – P. 1515-1516.
14. *Deepwater* Bass Strait development slated // *Oil and Gas J.* – 1998. – **96**. – No. 1. – P. 32-33.
15. *Exploration* and development. New Zealand // *Ibid.* – 2010. – **108**. – No. 4. – P. 40.
16. *Fischer P.A.* Noteworthy finds // *World Oil.* – 2003. – **224**. – No. 5. – P. 17.
17. *Fischer P.A.* What's new in exploration // *Ibid.* – 2004. – **225**. – No. 10. – P. 15.
18. *Moritis G.* Project start, completion date become less definite // *Oil and Gas J.* – 2009. – **107**. No. 30. – P. 38-49.
19. *South Pacific.* Plans stress offshore developments *World Oil.* – 2003. – **224**. – No. 8. – P. 70-71.
20. *True W.R.* Asia-Pacific LNG capacities, plans to move ahead in 2010 // *Oil and Gas J.* – 2010. – **108**. – No. 10. – P. 37-45.
21. *WAPET* group has gas strike off NW Australia // *Ibid.* – 1999. – **97**. – No. 40. – P. 42.
22. *Williamson P.E., Le Poidevin S.* Discoveries, pending developments belie 2004 slide in Australia oil, gas reserves // *Ibid.* – 2004. – **102**. – No. 5. – P. 9-10.
23. *Woodside* to base new NLG facility on Pluto field // *Ibid.* – 2005. – **103**. – No. 32. – P. 30-32.
24. *Worldwide* look at reserves and production // *Ibid.* – 2009. – **107**. – No. 47. – P. 20-21.

На континентальних схилах Австралії та Нової Зеландії є 89 глибоководних (205-1351 м) нафтових і газових родовищ, запаси яких дорівнюють 443 млн т нафти, 133,5 млн т конденсату та 4126,7 млрд м³ природного газу в пісковиках палеогенового та мезозойського віків на глибинах від 610 до 4727 м.

In the continental slopes of Australia and New Zealand, there are 89 deepwater (205-1,351 m) oil and gas fields which reserve are equal to 443 million tons of oil, 133.5 million tons of condensate, and 4,126.7 billion m³ of natural gas in sandstones of the Paleogene and Mesozoic ages at the depths from 610 to 4,727 m.

Получено 3.03.2011 г.