

К ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕКОТОРЫХ УЧАСТКОВ АЗОВСКОГО МОРЯ

На основе интерпретации данных динамических параметров сейсмических волн (амплитуды отраженных волн) трех региональных сейсмических профилей в Азовском море, уточнено глубинное строение и перспективы нефтегазоносности исследуемых участков.

Введение. Исследование нефтегазового потенциала Азовского моря привлекает в настоящее время внимание специалистов в связи с серией открытий новых газовых месторождений: Североказантипского (1998 г.), Восточноказантипского (1999 г.) и Северобулганакского (2000 г.), а также Северокерченского газового месторождения (1976 г.). Несмотря на то, что геолого-геофизическая изученность Азово-Черноморского региона не превышает 4%, запасы и ресурсы углеводородного сырья оцениваются многими специалистами как весьма значительные. В частности, в украинском секторе Азовского моря по состоянию на 01.01.2003 г. начальные суммарные ресурсы углеводородов (УВ) в 80 нефтегазоперспективных и прогнозно-перспективных объектах, а также в 6 газовых месторождениях составляли: геологические – 420,8 млн. т условного топлива (у.т.), извлекаемые – 324,8 млн. т у.т., неразведанные – 314,45 млн. т у.т. при степени реализации начальных суммарных ресурсов 3,2% [6].

Изучение глубинного строения Азовского моря с целью выяснения перспектив нефтегазоносности насчитывает пять десятилетий, в течение которых был выполнен большой объём геологических, геофизических, дистанционных и (в меньшей степени) геохимических исследований, осуществлено поисково-разведочное бурение. Результаты этих работ освещены в многочисленных публикациях, научных и производственных отчетах, наиболее полная систематизация и анализ которых представлены в монографии [6], справочная и статистическая информация из которой использована нами при подготовке настоящей статьи.

Тектоническое строение территории Азовского моря рассматривается нами с позиций разломно-блоковой тектоники в рамках теории образования геосинклиналей, в состав которых входят автономные блоки земной коры (АБЗК). Развита идея шовных рифтогенных зон (ШРЗ), которые разъединяют АБЗК, обеспечивая тем самым некоторую свободу их перемещения как в пределах вертикальной, так и ротационной динамики [1, 2]. Именно в ШРЗ возникают благоприятные глубинные предпосылки образования УВ [4, 5, 9].

Основные тектонические элементы глубинного строения Азовского моря могут быть представлены следующим образом (рис. 1). На севере юж-

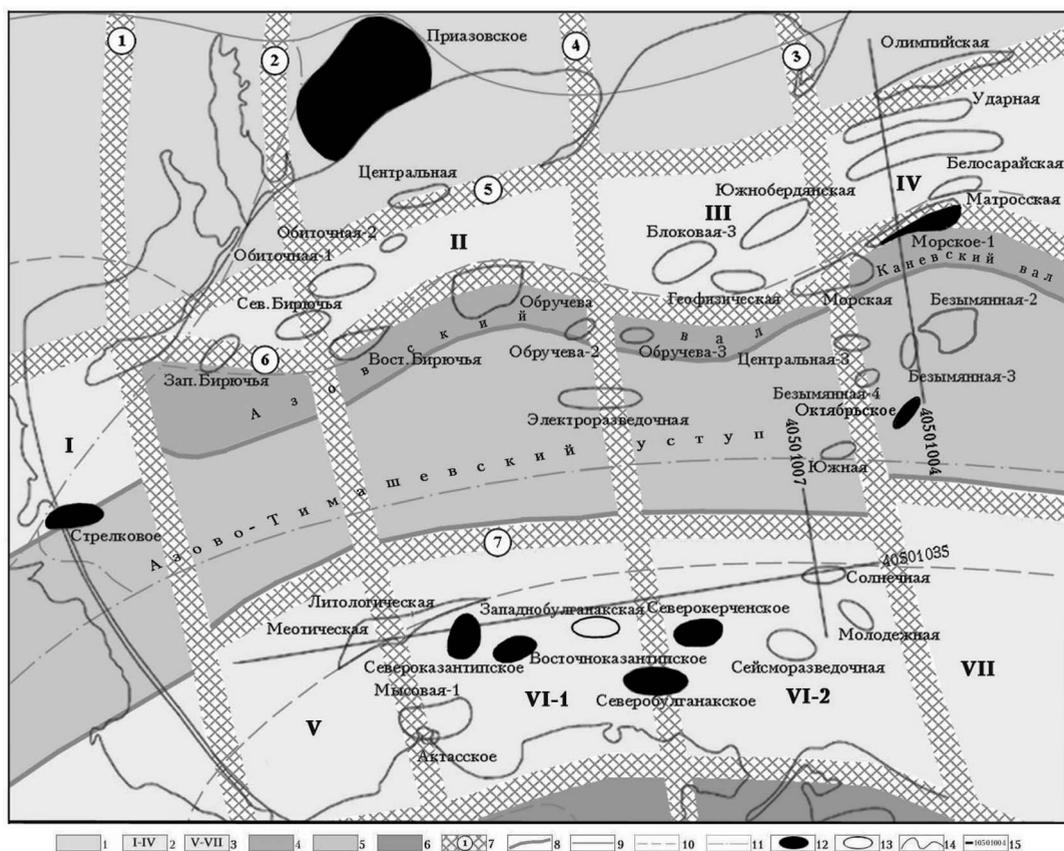


Рис. 1. Обзорная карта Азовского моря: тектоника, нефтегазоносность, схема расположения исследованных профилей.

Условные обозначения: 1 - Восточноевропейская платформа (ВЕП); 2-5 - геотектонические элементы гетерогенной Скифской плиты (СП) с автономными блоками земной коры (АБЗК); 2 - Североазовский прогиб: I - Джанкойский, II - Бирючий, III - Обиточный, IV - Бердянский; 3 - Индоло-Кубанский прогиб: V - Западно-Индоло-Кубанский, VI-1 - Центрально (западно)-Индоло-Кубанский, VI-2 - Центрально (восточно)-Индоло-Кубанский, VII - Восточно-Индоло-Кубанский; 4 - Каневско-Азовский вал; 5 - Азово-Тимашевская ступень; 6 - буферная зона «выжимок» между Индоло-Кубанским и Керченско-Таманским обломками срединных массивов; 7 - шовные рифтогенные зоны (ШРЗ), разделяющие АБЗК: 1 - Бирючско-Южносивашская, 2 - Мелитопольско-Казантипская, 3 - Бердянско-Кубанская, 4 - Обиточно-Тарханская; 5 - Северная ШРЗ области сочленения ВЕП и СП, 6 - Южная ШРЗ области сочленения ВЕП и СП, 7 - Ачуевско-Южносивашская; 8 - основные разломы; 9 - границы нефтегазоносных провинций; 10 - границы нефтегазоносных областей; 11 - границы нефтегазоносных и перспективных районов; 12 - месторождения УВ; 13 - локальные структуры; 14 - береговая линия; 15 - исследованные сеймопрофили

ный склон Восточноевропейской платформы (ВЕП): Приазовская монокли-наль Приазовского кристаллического массива Украинского щита (УЩ) – по ШРЗ граничит с гетерогенной Скифской плитой (СП), которая образовалась на каледонско-герцинско-альпийском этапе развития земной коры. Скифская плита на севере состоит из обломков четырех массивов – АБЗК, отколотых от южного склона Приазовского массива УЩ. В центральной части Азовского моря выделяются каледониды Азовско-Тимашевской сту-

пени, на северный склон которой налегает деформированная таврика (поздний триас – неоком раннего мела) Азовским и Каневским валами. Последние являются «выжимками» над ШРЗ, которая образовалась на раннеальпийском этапе в северной части Альпийско-Гималайского пояса. На юге Азово-Тимашевская ступень через ШРЗ переходит в глубокий Индоло-Кубанский прогиб, в цоколе которого также выделены три отдельных тектонических блока – обломки срединных массивов СП. Современная геодинамическая обстановка характеризуется активным «втягиванием» в толщу литосферы Индоло-Кубанских обломков срединных массивов и умеренным – Азово-Тимашевской ступени [1, 2].

Методика. Сейсморазведка, являясь основным «поставщиком» информации при выявлении и подготовке нефтегазоносных объектов к поисково-разведочному бурению, обладает широким набором технологий и методических подходов к интерпретации полученных данных. Повышение достоверности сейсмических структурно-кинематических построений мы видим в более широком использовании (наряду со структурной – кинематической интерпретации) сеймопараметрических показателей, а именно динамических характеристик отраженных волн (ОВ), дающих представление о физическом состоянии пород осадочного чехла и фундамента, в том числе отложений, вмещающих и покрывающих залежи УВ.

С целью дальнейшего изучения перспектив нефтегазоносности некоторых участков Азовского моря и уточнения их глубинного строения использован материал трех региональных сейсмопрофилей (№40501004, 40501007 и 40501035 – рис. 1), выполненных, обработанных и интерпретированных в 2001 году Причерноморским ГГРП. Сейсмический материал этих профилей проанализирован с точки зрения изменения динамических параметров (в частности амплитуды) отраженных волн под влиянием различных геологических факторов, в том числе и залежей УВ. Применялся метод интерпретации, предложенный Ю.В. Тимошиным и С.Г. Семеновой [10], основанный на выявлении отображения в сейсмическом поле эпигенетически измененных отложений продуктивного разреза: вокруг залежей УВ (на водо-нефтяных и газо-водных контактах – ВНК и ГВК) и над ними – в области следа диффузионно-эффузионного потока (СДЭП) [7, 8].

Исследованные профили большой протяженности (30–130 км) проходят в субмеридиональном (первые два) и субширотном направлениях, первый – в пределах северной части Азовского моря, два остальных – в южной его части, вдоль Керченского полуострова (см. рис. 1).

Результаты. *Субмеридиональный профиль 40501004* пересекает основные тектонические элементы северной и центральной частей Азовского моря, которые хорошо отмечаются на временном разрезе изменения амплитуд ОВ по этому профилю (рис. 2 – см. цвет. вставку): южную окраину ВЕП примерно до пикета (пк) 10000, Северную ШРЗ области сочленения ВЕП и СП (пк 10000–12000) на границе ВЕП с Бердянским массивом СП, Бердянский массив (пк 12000–31500) в пределах Североазовского прогиба, Южную ШРЗ (пк 31500–38000) между последним и киммеридами Каневско-Азовского вала (пк 38000–48000). На пак 48000–62500 в поле преимущественно ослабленной динамики четко обособляется Морской блок,

выделяемый ранее отдельными исследователями (Щербаков В.В. и др., 1982). Заканчивается профиль в пределах блока отложений повышенной акустической жёсткости (пк 62500–74000), соответствующих отложениям каледонид Азово-Тимашевской ступени.

В пределах отмеченных ШРЗ и других участков профиля выделяются протяженные минимумы амплитуд ОВ, характерные для разломов (пк 3500, 9000, 14000, 16000, 19000, 25000, 30000, 36000, 38600, 45000, 49000, 62500 и др.). Южная ШРЗ на глубине 3000–3500 м отмечена высокоинтенсивными максимумами амплитуд ОВ на фоне четкого дефицита плотности по данным гравиразведки. Это может говорить об изменении свойств отложений в «сопле» ШРЗ вследствие эпигенетического преобразования пород при «продувке» через них углеводородного потока, поступающего из глубинных слоев земной коры.

В разрезе блоков с киммеридами и каледонидами выделяются локальные участки относительно пониженных значений амплитуд ОВ на различных глубинных уровнях, обрамленные резкоградиентными максимумами параметра. Такое распределение амплитуд ОВ, отображающее наличие в разрезе скоплений УВ и эпигенетически измененных отложений вокруг них, характерно для аномалий типа залежи (АТЗ).

В Североазовском прогибе выделяются антиклинальные структуры на пикетах примерно 12000–14000 (Олимпийская), 17000–20000 (Ударная) и 22000–25000 (Белосарайская) (см. рис. 2 и 2а). Они входят в Североазовскую зону прогнозированного нефтегазонакопления и Блоково-Белосарайскую зону наиболее перспективных участков на поиски УВ в породах чехла и фундамента [6].

В пределах *структуры Олимпийской*, ее западной части, по данным анализа динамических параметров сейсмического поля признаки наличия УВ обнаружены на южном крыле структуры (пк 14000–16000, $t=400$ мс и 1200 мс), где над локальными минимумами амплитуд ОВ наблюдаются максимумы параметра, характерные для покрывки и восстановительной зоны области СДЭП над залежами УВ. В работе [1] отмечается, что отложения мела и, возможно, фундамента могут быть перспективными на содержание залежей УВ.

В пределах *структуры Ударной*, её северного (пк 16000–17000, $t=500$ мс и 1400 мс) и южного (пк 19000–20000, $t=1200$ мс) крыльев, видны явные признаки наличия залежей УВ по увеличению акустической жесткости отложений ограниченной мощности вокруг локальных минимумов амплитуд ОВ. Эти данные коррелируются с выявленными ранее АТЗ в миоцене и майкопе [5]. Наиболее перспективными в газоносном отношении на этой структуре являются базальные песчаники нижнего мела, а также миоцен-майкопские отложения и, возможно, фундамент.

На пикетах 22000–25000, где находится *структура Белосарайская*, предполагается наличие залежи УВ на времени $t=1600$ мс: над минимумом амплитуд ОВ наблюдается увеличение параметра на $t=1100–1500$ мс, соответствующее повышению акустической жесткости покрывающих отложений. На структуре установлена аномалия типа “яркое пятно” – известный поисковый признак залежи УВ.

На рис. 2а (врезка на рис. 2) распределение амплитуд ОВ по разрезу в пределах перечисленных структур на пикетах 13000–25000 представлено увеличенным, что позволяет видеть более наглядно характер изменения физического состояния толщи отложений в прогнозируемых продуктивных участках разреза.

Южнее ШРЗ Южной, которая прослеживается на пикетах 31500–37000, профиль пересекает *газовое месторождение Морское-1*, где скважиной Морская-2 (пк 41000) установлена промышленная газоносность среднего майкопа на глубине 600–640 м ($Q_r=89$ тыс.м³/с) и 646–675 м ($Q_r=128,3$ тыс.м³/с) [6]. В разрезе амплитуд ОВ, действительно, в интервале 500–700 мс отмечается АТЗ. Эта скважина на глубине 1052 м под неогеном, майкопом, верхне-нижнемеловыми отложениями вскрыла породы промежуточного фундамента – толщу терригенных дислоцированных образований триас-юрского комплекса, которые в поле амплитуд отображаются увеличенными значениями параметра. Кроме того, не исключено, что отдельные максимумы амплитуд ОВ над локальными минимумами параметра соответствуют отложениям, подвергнутым эпигенетической переработке флюидами и газами над скоплениями УВ.

В пределах Морского блока на пк 54000–59000 выделяется антиклинальная *структура Безымянная-2*, по всем признакам непродуктивная в нижних этажах осадочного чехла, но на уровне $t=500-1000$ мс, в майкопских отложениях, отмечаются признаки наличия продукции локальным минимумом амплитуд ОВ и повышенными значениями параметра над этим минимумом и вокруг него, что характерно для покрышки и восстановительной зоны области СДЭП и ВНК, ГВК вокруг залежи УВ. В [6] ресурсы категории С₃ в газовом эквиваленте в этой структуре составляют 32 млрд м³.

Южнее по профилю, в пределах *структуры Безымянная-3* (пк 63000–67000) на уровне майкопских и триас-юрских отложений изменение амплитуд ОВ отвечает наличию здесь залежей УВ. По оценке в работе [6] ресурсы по категории С₃ в этой структуре в газовом эквиваленте составляют 10 млрд м³. Рассматриваемый участок попадает в зону повышенных значений амплитуд ОВ по всему разрезу осадочного чехла, что отвечает увеличенной акустической жесткости отложений. Такое физическое состояние образований может соответствовать блоку с более древними отложениями, каковыми и являются каледониды Азово-Тимашевской ступени.

Октябрьское газовое месторождение с продуктивностью в неогеновых отложениях на временном разрезе изменения амплитуд ОВ выделяется характерными для залежей УВ минимумами амплитуд ОВ, окруженными участками повышенных значений параметра (пк 68000–72000) не только в верхней части разреза, соответствующей неогеновым отложениям, но и ниже по разрезу, где залегают более древние отложения и образования фундамента. Вся толща осадочных образований здесь, как и в пределах предыдущей структуры, выделяется повышенными значениями амплитуд ОВ, что отвечает акустически жестким более древним отложениям – каледонидам Азово-Тимашевской ступени.

Таким образом, анализ наблюдаемого распределения амплитуд ОВ по разрезу субмеридионального регионального сейсмического профиля

40501004, пересекающего гетерогенно-гетерохронные тектонические элементы земной коры северной и центральной частей Азовского моря, приводит к выводу о том, что в сейсмическом поле отображаются не только крупные тектонические элементы земной коры в пределах данной территории, но и наличие локальных неоднородностей, характерных для залежей УВ. Последнее подтверждается характером изменения сейсмического поля в пределах Морского и Октябрьского месторождений газа, пересекаемых этим профилем, и наличием характерных признаков прогнозируемых залежей УВ в других пересекаемых профилем структурах.

Меридиональный профиль 40501007 находится в пределах Индо-Кубанского прогиба, проходя через Ачуевско-Южносивашскую активную ШРЗ (рис. 3 – см. цвет. вставку). Здесь по временному разрезу наблюдается весь классический набор сейсмогеологических признаков ШРЗ: обратные сбросы, деформации, коробление горизонтов, потеря ими динамической выразительности и т.д.

Распределение амплитуд ОВ по разрезу на пк 80000-87000 характерно для отложений, подвергнутых эпигенетическому преобразованию в восстановительной среде над газовыми залежами: область повышенных значений амплитуд ОВ над участками пониженных значений параметра имеет значительную протяженность в разрезе (в данном случае – вплоть до дневной поверхности), что характерно для восстановительной зоны области СДЭП над газовыми залежами. Минимумы амплитуд ОВ, характерные для газовых залежей, наблюдаются в верхней части разреза ($t=700-900$ мс, $1000-1500$ мс) и ниже ($t=2100-2500$ мс).

На разрезе изменения амплитуд ОВ южнее ШРЗ наблюдаются специфические аномалии, характерные для нефтяных (газоконденсатных?) залежей: в пределах *структуры Солнечная* на пк 90000-93000 ($t=2000$ мс), а также южнее ее на пк 94000-95500 ($t=2100$ мс), 97000-100000 ($t=2300$ мс) и 100500-102500 ($t=2500$ мс). Эти АТЗ с относительно узкой (маломощной) зоной повышенных значений амплитуд ОВ, отображающей восстановительную зону области СДЭП, соответствуют прогнозируемым залежам нефти. Последние на временном разрезе тяготеют к обратным сбросам. Относительное повышение амплитуд ОВ вокруг этих прогнозируемых залежей соответствуют областям ВНК. Структура Солнечная перспективна в палеоген-неогеновых и верхнемеловых отложениях [5].

По аналогии с расположенным западнее Северокерченским месторождением газа прогнозируемые залежи могут относиться к майкопским отложениям. Этот участок профиля находится вблизи выявленных ранее *структур Сейсморазведочной* и *Молодежной (Комсомольской)*. В первой структуре, несмотря на отрицательные результаты опробования скважин, по мнению исследователей [6] ожидать газ можно в майкопе с запасом $1,5$ млрд м^3 в газовом эквиваленте; во второй структуре ресурсы газа оцениваются в 14 млрд м^3 в газовом эквиваленте. В пределах этих структур рекомендуется поисковое бурение.

Таким образом, временной разрез изменения амплитуд ОВ по данному профилю отображает как элементы тектоники и структурного положения отложений, так и изменение физических свойств их, связанных с эпи-

генетическим преобразованием состава отложений под влиянием вероятного наличия в них скоплений УВ.

Субширотный профиль 40501035 расположен вдоль Керченского полуострова в пределах западной части Индоло-Кубанского прогиба (см. рис. 1). Восточная половина профиля малоинформативна с точки зрения нефтегазоносности, так как характеризует малоперспективную майкопскую толщу в пределах глубокой части прогиба. В работах [5, 1, 2] обосновано предположение, что мощные толщи майкопа (больше 3-х км) приобретают свойства «плывуна» и не способны образовывать стабильные каналы подвода углеводородов. Интерес представляет только западная часть профиля, где выделяется ряд аномальных эффектов, которые могут интерпретироваться как залежи нефти и газа (рис. 4А – см. цвет. вставку): пк 1000–15000 ($t=400$ мс, $t=900-1200$ мс, $t=2600-2800$ мс), пк 1000–6000 ($t=2000$ мс), пк 16000–25000 ($t=1000$ мс). Прогнозируемые залежи относятся к нижненеогеновым и майкопским отложениям по аналогии с расположенными восточнее Северо- и Восточнокавказским месторождениями газа, а также к более глубокозалегающим, вероятно меловым, отложениям.

На территории Северо- и Восточнокавказских месторождений, пересекаемых профилем в пределах пикетов примерно 44000–63000 (рис. 4Б – см. цвет. вставку), продуктивные горизонты М-I, М-II, М-IV относятся к майкопским отложениям, а пачка N-I – к отложениям меотиса [3]. Залежи УВ отображаются локальными минимумами амплитуд ОБ, перекрытыми сверху максимумами параметра, соответствующими акустически жестким эпигенетически переработанным отложениям покрывки и восстановительной зоны области СДЭП над этими месторождениями. Часть разломов, пересечающих месторождения, выделяется вертикальными минимумами амплитуд ОБ, обрамленными высокоинтенсивными резкоградиентными максимумами параметра. Это свидетельствует о значительном эпигенетическом преобразовании отложений вдоль разломов в восстановительной среде вследствие продвижения по ним УВ-газов из нижних участков разреза в ловушки в неогене и майкопе.

Западнее Северокавказского месторождения, на пикетах примерно 33000–39000, в пределах структур *Литологическая* и *Меотическая*, на времени 800 мс отмечается аномалия амплитуд ОБ, характерная для залежи нефти (см. рис. 4Б). В работе [6] также отмечается, что по результатам комплексных структурно-атмогеохимических и температурных исследований на площади этих структур выделены перспективные участки для поисков ловушек УВ.

Анализ распределения динамических параметров сейсмического поля по профилям в пределах южной части Азовского моря, где расположены известные месторождения УВ, показал, что выявленные характерные признаки в сейсмическом поле залежей УВ дают возможность прогнозирования новых участков скопления УВ.

Выводы. 1. Сейсмическое поле исследованных региональных профилей в пределах Азовского моря отображает физическое состояние пород осадочного чехла и может быть обусловлено не только первичным составом и структурой отложений в пределах отдельных тектонических блоков зем-

ной коры, но и воздействием на них различных вторичных геологических факторов – геодинамических, геохимических и других, следствием которых могут быть эпигенетические преобразования под действием флюидных потоков, поступающих как из глубин земной коры, так и из залежей УВ.

2. Проведенный анализ дал возможность уточнить глубинное строение исследуемой территории, подтвердить мнение о перспективности поисков УВ в осадочном чехле Североазовского прогиба, Азово-Тимашевской ступени и западной части Индоло-Кубанского прогиба. Научно обоснованные и реально выделенные признаки залежей УВ в сейсмическом поле дают не только возможность прогнозирования мест скопления углеводородной продукции, но и характеризуют участки временного разреза по физическим параметрам.

1. *Гошовський С.В., Єсіпович С.М., Посохов Л.О.* Геодинамічні аспекти розвитку Керченсько-Таманської буферної зони в системі Кавказько-Кримської евгеосинклінали. // Мінеральні ресурси України, 2001, № 3, - Київ: Видавничий центр УкрДГРІ. - С. 35–38.
2. *Гошовський С.В., Єсіпович С.М.* Глибинна будова та геодинаміка території шельфу Азовського моря // Мінеральні ресурси України. – 2003. – №2. – С. 28-30.
3. *Дорохов М., Шарапова С.* Порівняльна характеристика Північно-Казантипського та Східно-Казантипського газових родовищ // Наукова конференція молодих учених і спеціалістів (1–2 листопада 2005 р.). Тези доповідей. – Львів: ЛВ УкрДГРІ, 2005. – 105 с. – С.44-46.
4. *Євдощук М.І., Єсіпович С.М.* Нові уявлення про формування покладів нафти та природного газу. // Доповіді НАН України – Київ:, 2002, № 1, - С.125–128.
5. *Єсіпович С.М.* Історія геологічного розвитку та перспективи нафтогазоносності українських шельфових зон // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – №4. – С. 3–5.
6. *Нафтогазоперспективні об'єкти України.* Науково-практичні основи пошуків вуглеводнів в Азовському морі / П.Ф. Гожик, І.І. Чебаненко, В.О. Краюшкін та ін. – К.: Вид-во ПП «ЕКМО», 2006. – 340с.
7. *Семенова С.Г., Ковальов Д.М.* Пошуки покладів вуглеводнів на північно-західному шельфі Чорного моря (за даними сейсмозв'язки) // Геологічний журнал. – 2003. – №3. – С.42–46.
8. *Семенова С.Г., Семенец О.И., Ковалев Д.М.* Прогнозирование залежей углеводородов по отображению эпигенетических изменений продуктивного разреза в сейсмическом поле // Проблемы нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. Вип. 4. – Київ: НДІНП НАК “Нафтогаз України”, 2006. – С. 69–76.
9. *Теоретичні основи нетрадиційних геологічних методів пошуку вуглеводнів /* Під. ред. М.І. Євдощука. – К.: НАФОГАЗ – ПРОГНОЗ, 2001. – 290 с.
10. *Тімошин Ю.В., Семенова С.Г.* Спосіб пошуку покладів вуглеводнів сейсмозв'язкою. Патент України №21783А, 1997.

На основі інтерпретації даних динамічних параметрів сейсмічних хвиль (амплітуди відбитих хвиль) трьох регіональних сейсмічних профілів в Азовському морі було уточнено глибинну будову та перспективи нафтогазоносності вивчених ділянок.

On the base of interpretation of dynamic parameters of seismic waves (amplitude at reflected waves) on thee regional profiles in the Azov Sea, the deep structure and oil-and-gas perspectives of investigated areas were updated.

Получено 10.06.2010 г.