

## **ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГНОЗА ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАЛЕЖАХ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ**

Рассматривается возможность прогнозирования залежей углеводородов (УВ) и их фазового состояния по сейсмическим данным. Предыдущими нашими исследованиями [1–6 и др.] было показано, что такая возможность существует благодаря известному факту отображения в физическом, в частности, в сейсмическом, поле не только самих залежей УВ, но и эпигенетически преобразованных отложений продуктивного разреза (вокруг залежей УВ и над ними – в области всегда образующегося над залежами следа диффузионно-эффузионного потока – СДЭП). Для залежей УВ различного фазового состояния (нефть, газ, газоконденсат) это отображение имеет свои специфические особенности.

Такой подход к прогнозированию геологического разреза был предложен известным сейсмиком-геофизиком Ю.В. Тимошиным и успешно применяется его последователями.

Напомним известное положение нефтегазовой геологии о том, что УВ в ловушке не остаются полностью изолированными, а постепенно мигрируют за контуры залежи по продуктивному горизонту вследствие фильтрации на водо-нефтяных и газо-водных контактах (ВНК и ГВК) и вверх по разрезу – благодаря эффузии по трещинам и микротрещинам и диффузии на молекулярном уровне. При этом изменяется геохимический потенциал среды в продуктивном разрезе от преимущественно восстановительного непосредственно над залежью (УВ – восстановители) до преимущественно окислительного выше по разрезу и за ВНК и ГВК (по латерали), обуславливая эпигенетическое преобразование вмещающих и покрывающих залежи УВ отложений.

Вмещающие залежи УВ отложения, эпигенетически преобразованные на ВНК и ГВК (на участках резкой смены геохимического потенциала с восстановительного в залежи на окислительный за ее контуром) в виде обильных высыпок эпигенетических акустически жестких минералов (пирита, кальцита, ангидрита и прочих вторичных образований) создают вокруг залежей акустически жесткие геохимические (литолого-минеральные) барье-

ры, выделяющиеся в сейсмическом поле горизонтальными площадками с высокоинтенсивными, резкоградиентными максимумами значений амплитуды отраженных волн (ОВ). Эти локальные неоднородности сейсмического поля создают возможность оконтуривания залежей УВ.

Эпигенетически преобразованные отложения над залежью УВ образуют область СДЭП, состоящую из восстановительной и окислительной зон согласно установившемуся геохимическому потенциалу в продуктивном разрезе. Структура СДЭП, состав эпигенетически преобразованных отложений в пределах этих зон различны для нефти, газа, газоконденсата, что обуславливает специфическое их отображение в сейсмическом поле.

В образующейся непосредственно над залежью УВ среде с преимущественно восстановительным потенциалом выпадающие из растворов пластовых вод нерастворимые в восстановительной среде акустически жесткие карбонаты, сульфаты, сульфиды и другие эпигенетические образования приводят к литолого-минеральной (и, как следствие, акустической) дифференциации покровной толщи, а в целом – к повышению ее эффективной акустической жесткости. Вследствие этого в восстановительной зоне области СДЭП в сейсмическом поле появляются четкие отражающие границы с повышенными значениями амплитуд ОВ, и в целом весь этот интервал временного разреза (сейсмического изображения) характеризуется повышенной интенсивностью отражений. Для залежей УВ, находящихся в верхней части осадочного чехла (до 2,5–3,0 км), в сейсмическом поле часто образуется известное “яркое пятно” над залежью, совпадающее с покрывкой залежи и восстановительной зоной области СДЭП.

В окислительной зоне области СДЭП, образующейся выше по разрезу, где число разрушенных, окисленных мигрировавших из залежи УВ превосходит число неизмененных их разностей, в пластовых водах появляются продукты окисления, разрушения УВ – СО, СО<sub>2</sub>, различные органические кислоты. Акустически жесткие песчаники, карбонаты и другие консолидированные отложения в кислой среде частично растворяются, аморфизуются, становятся более пористыми, а акустически – менее жесткими. Акустически мягкие контактирующие с ними глинистые образования задерживают в себе продукты этого растворения, а также сами УВ. Последние создают в глинах локальные участки с восстановительной средой и соответствующим преобразованием отложений в восстановительных условиях. Эти процессы приводят к увеличению акустической жесткости глинистых образований. Акустическая контрастность отложений, составляющих отражающие горизонты для сейсмических волн, таким образом, в окислительной зоне области СДЭП уменьшается вплоть до исчезновения и даже до инверсии. В сейсмическом поле вследствие этого образуется хаос: нарушается сплошность отражений,

наблюдается обращение фазы отражения, образуются “слепые пятна” на временных разрезах (сейсмических изображениях).

Поскольку газовые компоненты легче проникают в покрывающую толщу, то восстановительная зона над газовыми и газоконденсатными залежами образуется большей по мощности, чем над нефтяными залежами. Над последними мощность восстановительной зоны составляет всего 200–300, над газовыми – 500–600 м и более, занимая иногда в хорошо проницаемых отложениях молодых нефтегазоносных провинций весь осадочный чехол.

Над нефтяными залежами основная часть области СДЭП состоит из окислительной зоны, поэтому временные разрезы, сейсмические изображения по профилям через нефтяные залежи оказываются почти “слепыми” – с хаотично расположенными, часто пунктирными, а порой и совсем исчезающими, отражающими горизонтами.

Над газовыми залежами основную часть области СДЭП занимает восстановительная зона, поэтому временные разрезы, сейсмические изображения по профилям через газовые залежи оказываются, наоборот, очень “яркими”, с хорошо выделяющимися отражающими границами. В молодых нефтегазоносных провинциях восстановительная зона над газовыми и газоконденсатными залежами может распространяться в большом интервале разреза вплоть до верхней части осадочного чехла.

Таким образом, даже по внешнему виду сейсмическое поле временных разрезов (сейсмических изображений), соответствующее осадочному чехлу с залежами разного фазового состояния, различается. Количественное выражение этого различия следует из сравнения значений некоторых сейсмических параметров в разрезах с залежью нефти и газа (газоконденсата).

В таблице с коэффициентами отражения ОВ от границ в разрезе Монастырищенской нефтяной залежи и Богатойских залежей газа (Днепровско-Донецкая впадина – ДДВ) видим, что над нефтяной залежью коэффициент отражения от границ, расположенных на 230 м выше кровли залежи и дальше – выше по разрезу, уменьшается почти вдвое по сравнению с контурной частью разреза, то есть этот интервал разреза характерен для окислительной зоны области СДЭП, и составляет он по мощности почти 2000 м [2]. В покрывающей Монастырищенскую залежь почти двухсотметровой аргиллитовой пачке наблюдается увеличение значений пластовой скорости ( $V_{пл}$ ) по сравнению с таковыми в контурных участках этого слоя, то есть этот интервал разреза над залежью характеризуется увеличением акустической жесткости отложений, что соответствует восстановительной зоне области СДЭП. Таким образом, над рассмотренной залежью нефти большая часть области СДЭП приходится на окислительную зону.

Изменение коэффициента отражения от границ в разрезе осадочного чехла над Монастырищенской нефтяной и Богатойскими газовыми залежами

Название месторождения	Положение отражающего горизонта относительно залежи	Коэффициент отражения от горизонта		Заключение о зоне области СДЭП
		Над залежью	За пределами залежи	
Богатойское (газовое)	Кровля нижней залежи	0,066	0,061	Восстановительная
	Кровля верхней залежи	0,040	0,038	Та же
	Уровень 2000 м (на 460 м выше верхней залежи)	0,040	0,079	Окислительная
Монастырищенское (нефтяное)	230 м над залежью	0,127	0,237	Окислительная
	500 м над залежью	0,080	0,146	Та же
	750 м над залежью	0,044	0,097	-//-
	850 м над залежью	0,060	0,112	-//-

Над Богатойскими газовыми залежами (в толще мощностью ~ 500 м над верхней залежью) значения  $V_{пл}$  и плотности в целом превышают значения этих параметров в законтурной части разреза [5]. Коэффициенты отражения от кровли верхней и нижней газовых залежей (таблица) также в целом выше, чем за пределами залежей. Все это характерно для восстановительной зоны области СДЭП. И лишь для отражающего горизонта, расположенного на 460 метров выше кровли верхней залежи, коэффициент отражения уменьшается вдвое, то есть характерен уже для окислительной зоны области СДЭП. По данным акустического каротажа скважин, значения  $V_{пл}$  в разных по составу отложениях над Богатойскими газовыми залежами в этом интервале разреза практически не различаются, что объясняет появление “слепого пятна” в сейсмическом поле выше восстановительной зоны области СДЭП, то есть здесь уже находится окислительная зона такой области.

На рис. 1 показан разрез изменения амплитуд ОВ по профилю через Бережовскую нефтяную залежь (ДДВ). Почти вся толща отложений над ней,

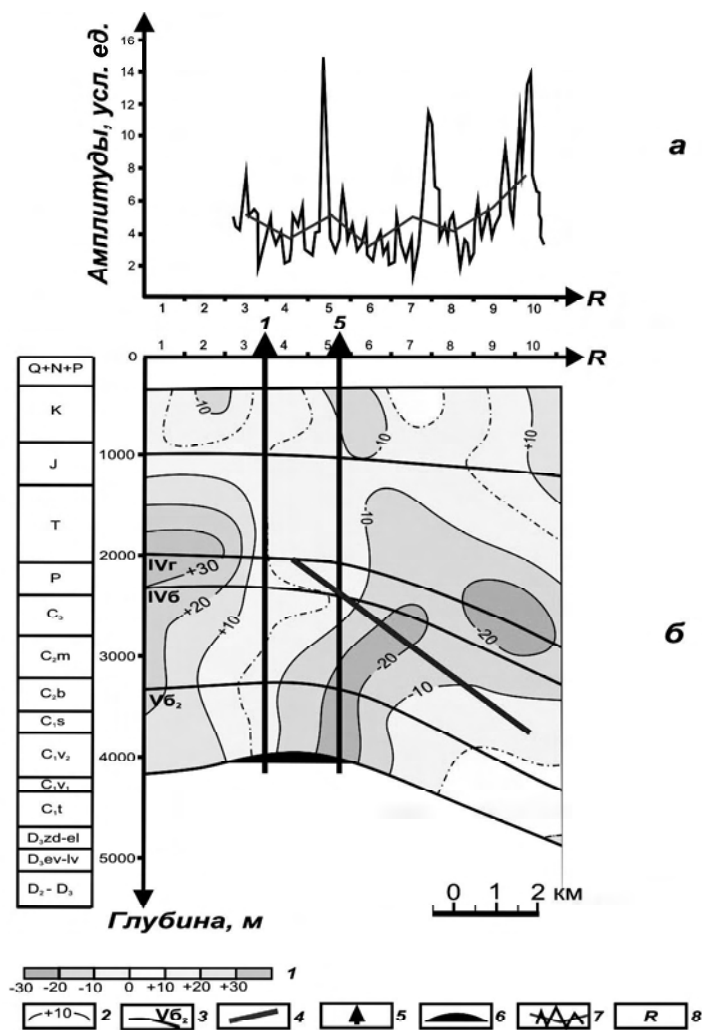


Рис. 1. Изменение амплитуд ОВ в разрезе Бережовской залежи нефти (ДДв): *а* – изменение амплитуд ОВ от горизонта в верхней части осадочного чехла (кровля отложений верхнего мела); *б* – временной разрез изменения амплитуд ОВ по профилю, пересекающему залежь; *1* – шкала интенсивности изменения амплитуд ОВ, *2* – изолинии изменения амплитуд ОВ (в %), *3* – отражающие горизонты, *4* – тектоническое нарушение, *5* – продуктивные скважины, *б* – залежь нефти, *7* – график изменения амплитуд ОВ, *8* – расстановки сейсмоприемников

вплоть до верхнего исследованного отражающего горизонта, на глубине порядка 400 м характеризуется уменьшением интенсивности отражений, то есть является практически “слепым пятном” на временном разрезе. Объяснение этого явления лежит в эпигенетическом изменении состава и физических свойств отложений в окислительной зоне области СДПЭ [3–5 и др.], что следует из результатов микроскопического исследования образцов пород из скважин внутри контура Бережовской залежи нефти и за ее пределами. Над залежью выше 200–300 м карбонаты значительно изменены: перекристаллизованы, аморфизованы, доломитизированы. Причем с удалением от кровли залежи вверх по разрезу степень изменения увеличивается: содержание перекристаллизованного кальцита на расстоянии 280 м от кровли залежи составляет в среднем 20,7 %, а на расстоянии около 600 м – 44 %.

В то же время в образцах пород из законтурной скважины это соотношение составляет 7,3 % и 14,86 %, то есть степень эпигенетического изменения пород над залежью в 3–4 раза выше, чем в законтурной области.

Об изменении физических свойств отложений, составляющих отражающие горизонты для сейсмических волн, свидетельствует сравнение значений  $V_{пл}$  в однотипных слоях над залежью нефти и над законтурной частью пластов. Так, значения  $V_{пл}$  в карбонатных пластах над Бережовской залежью нефти в интервале 600–1800 м выше кровли залежи в 67–100 % случаев ниже значения этого параметра в законтурной части разреза. Для песчаников в этом интервале разреза значение  $V_{пл}$  в 61–75 % случаев ниже законтурного значения этого параметра, тогда как для глинистых слоев в 62–100 % случаев значения  $V_{пл}$  над залежью нефти выше значения скорости в законтурной части разреза. Таким образом, характер изменения физических свойств отложений разного состава, слагающих отражающие горизонты для сейсмических волн, над Бережовской залежью нефти (обусловленный изменением состава, структуры, физических свойств отложений) объясняет изменение коэффициента отражения и амплитуды ОВ в окислительной зоне области СДЭП над этой залежью.

Восстановительная зона над Бережовской залежью нефти в сейсмическом поле не зафиксирована, так как информация об интервале разреза, соответствующего ее расположению (непосредственно над залежью) отсутствует – нет отражающего горизонта. Однако изменение состава отложений, соответствующее восстановительной зоне области СДЭП, отмечается по результатам микроскопического изучения образцов пород из внутриконтурных скважин Бережовского месторождения. Так, на расстоянии 60–70 м выше кровли Бережовской залежи в образце керна отмечено 30–40 % пирита (в поле зрения шлифа), а на расстоянии 220 м выше кровли залежи – 40–45 % сидерита. Эти эпигенетические минералы типичны для среды с восстановительным потенциалом.

По верхнему отражающему горизонту, попадающему в окислительную зону области СДЭП над Бережовской залежью нефти, минимумами значений амплитуды ОВ отображаются области над залежью (в пределах расположения сейсмоприемников R = 5, 6, 7) и над законтурными участками продуктивного горизонта (R = 3, 4 и 8, 9), а высокоамплитудными резкоградиентными максимумами параметра – области над ВНК (в пределах R = 5 и 7). Последнее обусловлено увеличением акустической жесткости отложений над ВНК залежи вследствие диффузии ионов металла вверх по разрезу с поверхности этих областей, где образуются различные вторичные минеральные соединения при резкой смене геохимического потенциала в продуктивном горизонте с восстановительного в залежи на повышенно окислительный за

ее контуром. Увеличение расстояния между максимумами значений амплитуды ОВ, образовавшимися над ВНК залежи, на верхнем отражающем горизонте по сравнению с размером залежи и смещение “слепого пятна” по падению пластов и направлению тектонического нарушения объясняется расширением области СДЭП по пути миграции УВ из залежи вверх по разрезу и смещением ее по направлению движения пластовых вод.

Таким образом, всестороннее изучение продуктивного разреза, включающего залежь нефти, (по изменению состава отложений, их физических свойств ( $V_{пл}$ ), сейсмических параметров) показывает изменение состава и физического состояния отложений всего осадочного чехла над залежью и возможность прогнозирования наличия залежи по сейсмическим данным и ее фазового состава по структуре образующейся над нею области СДЭП.

На рис. 2, 3 показаны временные разрезы изменения значений амплитуды ОВ по профилям через скважины, вскрывшие газовые залежи Богатойского месторождения.

В разрезе по профилю  $Y = 6200$  (рис. 2), где скважинами 4, 17 и 12 встречен слабый газ соответственно в визейских, турнейских и верхнедевонских отложениях, залежи газа отображаются минимумами значений амплитуды ОВ, окруженными со всех сторон максимумами параметра, приходящимися на контакты залежи, ее покрывку и восстановительную зону области СДЭП. Выделяемые на уровне серпуховско-визейских отложений локальные минимумы значений амплитуды ОВ также соответствуют залежам газа, встреченным скважиной 12 на глубине 2598 – 2610 и 2484 – 2497 м.

Довольно значительные интервалы разреза с повышенными значениями амплитуды ОВ вплоть до образования “яркого пятна” над продуктивными отложениями и участками с прогнозируемыми залежами УВ соответствуют восстановительной зоне области СДЭП над газовыми залежами.

В разрезе по профилю  $Y = 7280$  (рис. 3), где скважинами 5 и 10 в турнейских и верхнедевонских отложениях встречен газ, восстановительная зона области СДЭП над вскрытыми и прогнозируемыми залежами газа (интервал разреза с интенсивными отражениями сейсмических волн – “яркими пятнами” в сейсмическом поле) простирается почти по всему исследуемому интервалу осадочного чехла.

Из приведенных примеров изменения значений амплитуды ОВ в разрезе газовых залежей Богатойского месторождения следует, что над газовыми залежами из эпигенетически преобразованных отложений осадочного чехла образуется область СДЭП, состоящая в значительной степени из восстановительной зоны.

Таким образом, из приведенных примеров изменения сейсмических параметров ОВ в осадочном чехле продуктивного разреза над залежами УВ

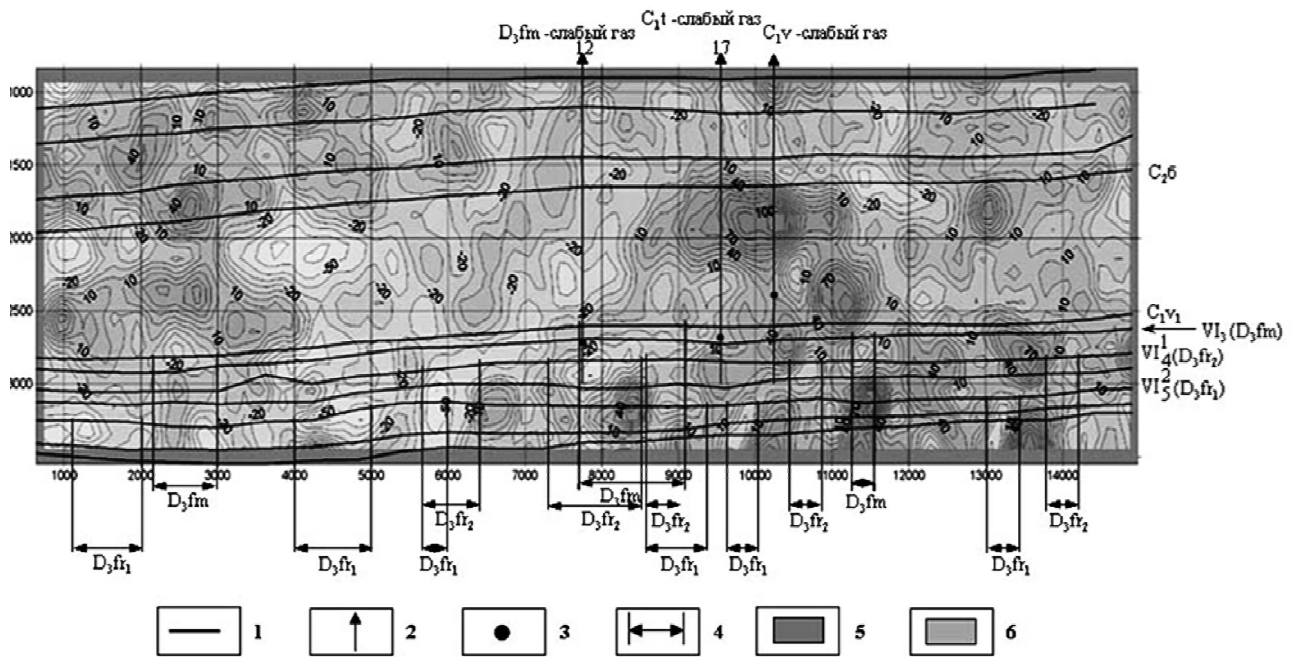


Рис. 2. Временной разрез изменения амплитуд ОВ по профилю  $Y = 6200$  (Богатойское месторождение газа). Условные обозначения: 1 –  $V_1^2$  – отражающие горизонты; 2 – скважина; 3 – место положения вскрытой продукции; 4 – границы прогнозируемых залежей УВ; 5 –  $\Delta A, \% \geq 0$ ; 6 –  $\Delta A, \% \leq 0$

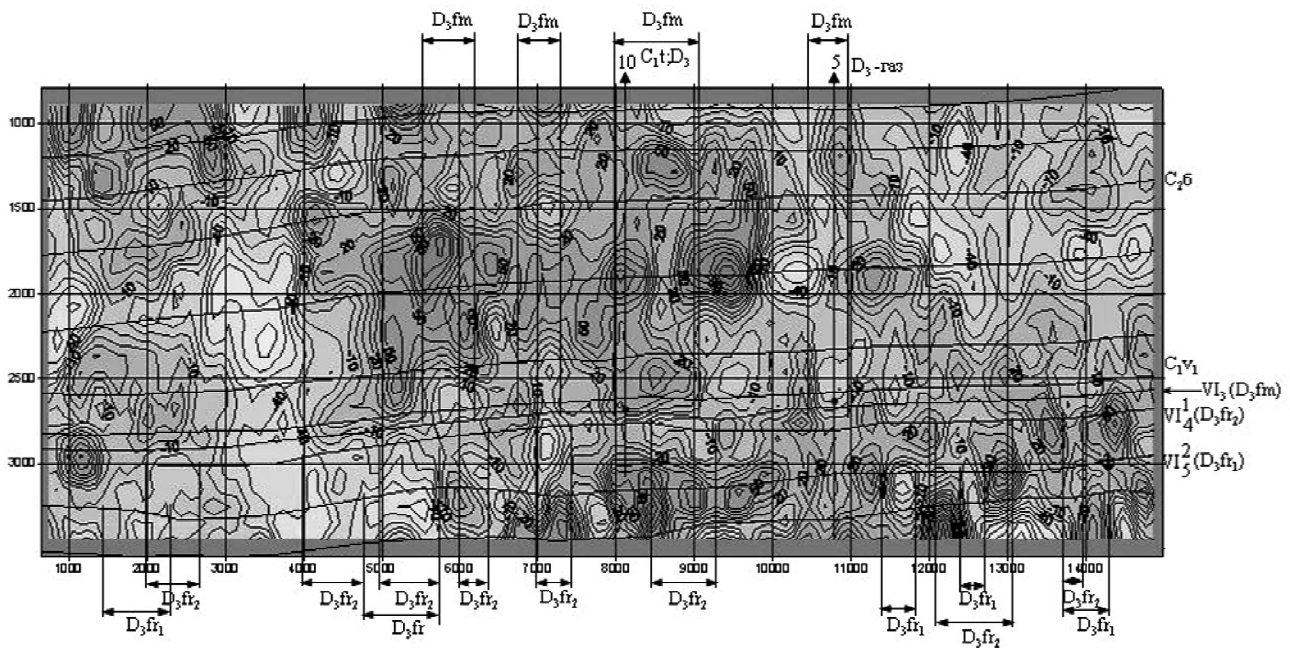


Рис. 3. Временной разрез изменения амплитуд ОВ по профилю  $Y = 7280$  (Богатойское месторождение газа). Усл. обозн. см. на рис. 2

разного фазового состояния видно, что по всегда образующейся над ними области СДЭП, структура которой специфически отображается в сейсмическом поле, можно прогнозировать не только наличие залежей УВ в геологическом разрезе, но и тип УВ в них. Для этого следует анализировать характер изменения кинематических и динамических параметров сейсмических ОВ по всему разрезу осадочного чехла (временному разрезу, сейсмическому изображению).



1. Тимошин Ю.В., Семенова С.Г., Скворцова Э.А. Влияние диффузионного потока на параметры сейсмического волнового поля над месторождением нефти // Прикладная геофизика. – 1984. – Вып. 109. – С. 50–56.
2. Семенова С.Г., Скворцова Э.А. Геохимическая и физическая модель разреза осадочного чехла в пределах месторождений углеводородов и над ними // Прикладная геофизика. – 1988. – Вып. 119. – С. 82–88.
3. Семенова С.Г., Скворцова Э.А. О повышении эффективности прямых поисков залежей углеводородов в сложных геологических условиях Днепровско-Донецкой впадины // Геол. журн. – 1988. – № 5. – С. 12–21.
4. Тимошин Ю.В., Семенова С.Г. Закономерности отображения в волновых сейсмических полях эпигенетически преобразованных отложений вокруг залежей // Геология нефти и газа. – 1992. – № 11. – С. 36–40.
5. Семенова С.Г., Мегедь Г.В. Прогнозування покладів вуглеводнів по відображенню в фізичних полях епігенетично змінених відкладів продуктивних нафтогазових розрізів // Нові методи в аерокосмічному землезнавстві: Посібник / В.І. Лялько (відп. ред.) та ін. – К.: ЦАКДЗ ІГН НАН України, 1999. – 270 с. – С. 222–230.
6. Семенова С.Г., Ковальов Д.М. Пошуки покладів вуглеводнів на північно-західному шельфі Чорного моря за даними сейсмозвідки // Геол. журн. – 2003. – № 3. – С. 42–46.