

Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы на территории п-ова Крым и прилегающих акваторий Азовского и Черного морей¹

В.Ю. Керимов, Д.Г.-М.Н.,
Р.Н. Мустаев, К.Г.-М.Н.,
У.С. Серикова, К.Т.Н.
 (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина),
Е.А. Лавренова, К.Г.-М.Н.,
М.В. Круглякова, К.Г.-М.Н.
 (Научно-технический Центр «АСАП»)

Адреса для связи: vagif.kerimov@mail.ru
 r.mustaev@mail.ru

Ключевые слова: Азовское море, Черное море, Крым, генерационно-аккумуляционные углеводородные системы, численное бассейновое моделирование, нефтегазоматерические толщи, геологические риски.

Для исследования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) были обобщены геолого-геофизические и геохимические данные, проанализированы признаки нефтегазоносности осадочного разреза п-ова Крым, прилегающих акваторий Азовского и Черного морей, использовались результаты численного бассейнового моделирования. На основании этих результатов на указанных территориях выделены палеозойские, мезозойские и кайнозойские генерационно-аккумуляционные углеводородные системы и определены вероятные очаги генерации углеводородов, которые могут обеспечить наполнение ловушек (рис. 1).

Выполненные работы позволили установить области распространения вероятных и гипотетических углеводородных систем в отложениях переходного комплекса и осадочного чехла. Численное бассейновое моделирование показало, что одна из впадин палеошельфа палеозойского бассейна, расположенная в Северо-Азовском прогибе, является очагом генерации, следовательно, аналогичная впадина в пределах равнинного Крыма (см. рис. 1, а) также может рассматриваться в этом качестве.

Месторождения и газопроявления в породах мелового возраста, обнаруженные в равнинной части Крыма (Оленевское, Задорненское и др.), его северо-

Hydrocarbon generation-accumulative system on the territory of Crimea Peninsula and adjacent Azov and Black Seas

V.Yu. Kerimov, R.N. Mustaeu, U.S. Serikova
 (Gubkin Russian State University of Oil and Gas, RF, Moscow),
 E.A. Lavrenova, M.V. Kruglyakova
 (Research and Development Centre ASAP, RF, Gelendzhik)

E-mail: vagif.kerimov@mail.ru, r.mustaev@mail.ru

Key words: Azov Sea, Black Sea, Crimea, hydrocarbon generation and accumulation system, numerical basin modeling, source rocks, geological risks.

According to the results of basin analysis and modeling the Paleozoic, Mesozoic and Cenozoic hydrocarbon generation-accumulative system on the peninsula of Crimea and adjacent waters of the Azov and Black Seas determined the probability of petroleum charge that can provide filling traps in the study area. Potential source rocks sequences projected in the sediments of the transient formation (Paleozoic) and a cover slab (Cretaceous). The studies allowed to identify patterns of distribution of hydrocarbon accumulations and perform forecast oil and gas prospects in the Crimea and adjacent waters of the Azov and Black Seas.

западном шельфе (Штормовое и др.), вероятнее всего, генетически связаны с крымским «меловым» очагом генерации. Газопроявления в триасе, установленные в центральной и восточной частях акватории Азовского моря (Электроразведочная, Бейсугская площади), сформированы в результате вертикальной миграции из северо-азовского очага генерации палеозойского возраста, что подтверждается результатами численного бассейнового моделирования (см. рис. 1, б).

Что касается кайнозойских нефтегазопроявлений, то, за исключением месторождений Индоло-Кубанского прогиба, все они образованы в результате вертикальной миграции из очагов в мезозойских и палеозойских отложениях. На это указывают отсутствие потенциальных нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) в кайнозойских отложениях к северу от Индоло-Кубанского прогиба и горного сооружения Крыма, неблагоприятные палеогеографические условия палеобассейнов, а также насыщение сразу нескольких разновозрастных интервалов разреза перспективных поднятий (месторождения Голицина, Оленевское, Задорненское, Электроразведочная площадь и др.). Например, на месторождении Голицина продуктивные горизонты выявлены в палеозое, мезозое и кайнозое. Вместе с тем следует уточнить генерационный потенциал кайнозойского очага генерации, расположенного в Каркинит-

¹Исследования проведены при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках Задания № 5.1661.2014/К на выполнение научно-исследовательской работы в рамках проектной части государственного задания в сфере научной деятельности.

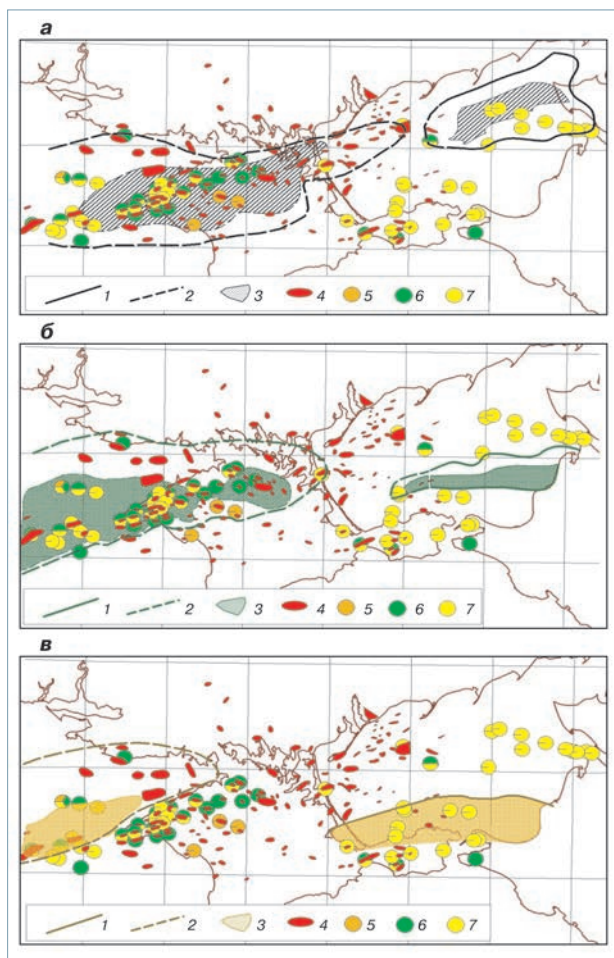


Рис. 1. Палеозойские (а), мезозойские (б) и кайнозойские (в) ГАУС северо-запада Скифской плиты:
 границы палеозойских ГАУС: 1 – по результатам трехмерного бассейнового моделирования, 2 – предполагаемые по результатам бассейнового анализа; 3 – очаги палеозойских ГАУС; 4 – перспективные поднятия; 5, 6, 7 – нефтегазопроявления соответственно в палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложениях

ском заливе, который может служить дополнительным источником углеводородов на западном шельфе Крыма (см. рис. 1, в). Проведенный анализ позволяет ожидать в палеозойской части переходного комплекса появления нефтематеринских пород (скорее всего каменноугольного возраста), представленных глинами или глинистыми сланцами, содержащими от 1 до 3 % органического вещества, и смешанный (II-III) тип керогена по классификации Тиссо и Вельте.

С конца палеозоя до конца юры морской бассейн отступал на юг, и северные области Азовского моря и Крыма представляли собой сушу – высокие и низкие равнины, а также низменности, периодически затопливаемые морем. В это время условия для формирования потенциальных очагов генерации углеводородов существовали только к югу от Азовского вала, где прогнозируется накопление отложений триаса и средней юры с удовлетворительными нефтегазоматеринскими свойствами. Судя по материалам публикаций, например работы [1], содержание органического вещества $C_{орг}$ в триасовых потенциально нефтегазоносных материнских толщах может составлять от 1 до 1,5 %, тип

керогена – II/III; в ниже-среднеюрских потенциально нефтегазоматеринских отложениях $C_{орг} = 1 - 2,5 \%$ при типе керогена II/III.

В меловой период морской бассейн постепенно расширял свои границы на север, захватив южную часть Восточно-Европейской платформы, а также на запад и восток. Начиная с апта, он проникает в зону северозападных прогибов. В результате в центральной части современной акватории обособился Большой Азовский остров. В Крыму депозит нижнемелового бассейна располагался в районе с. Новоселово и Джанкоя, где накопились значительные (более 1 км) отложения, из которых нижнемеловые отложения представлены в основном терригенными фациями: глинами, песчаниками, алевролитами. В крымских разрезах также присутствуют мергели.

На протяжении поздне мелового времени палеогеографическая обстановка практически не менялась, только в конце маастрихта произошла обширная регрессия. В пределах современной акватории Азовского моря она сопровождалась деформациями, в том числе складкообразованием, а в Крыму выразилась в смещении относительно глубоководной области бассейна в западную часть Крымского п-ова. В составе отложений в пределах всего поздне мелового бассейна увеличилась доля карбонатов.

По мнению многих исследователей, генерационный потенциал меловых отложений кавказско-скифского региона оценивается весьма скромно, главным образом из-за невысокого содержания и типа органического вещества. В работе [1] отмечается, что барремские, аптские и альбские глины, глинистые известняки содержат кероген II/III типа. Содержание органического вещества в породах изменяется от 0,1 до 2,8 % и в среднем составляет 0,8 %. В верхнемеловых карбонатах $C_{орг} = 0,02 - 2,8 \%$ при среднем 0,37 %. Более высокие значения $C_{орг}$ связаны с аргиллитами альба (см. таблицу). Для глин и аргиллитов неокома, отобранных из обнажений южного склона Большого Кавказа, $C_{орг} = 0,07 - 2,11 \%$, водородный индекс $HI = 50 - 134$ мг УВ/г $C_{орг}$, генерационный показатель $(S_1 + S_2) = 0,4 - 0,7$ кг УВ/т породы [1]. На этом фоне выделяются пограничные сеноман-туронские отложения, представленные так называемым «темным флишем», характеризующимся уменьшением доли известняков в составе циклов. Эти породы изучены в разрезах п-ова Крыма (район г. Бахчисарая) и Кавказа (район г. Новороссий-

Возраст отложений	$C_{орг}$, %	Тип керогена
Палеозой	1-3	II-III
Триас	1-1.5	II-III
Юра	1-2.5	II-III
Мел	0.8	II-III
Мел (темный флиш)	6-10	II
Майкоп	1-18	II-III
Палеоцен	<1	III-IV

ска) и отличаются высоким (до 10 %) содержанием органического вещества.

Наличие мелового относительно глубоководного бассейна в равнинном Крыму с учетом приведенных данных об органическом веществе позволяет прогнозировать потенциальный очаг генерации углеводородов с НГМТ в сеноман-туронских отложениях.

В палеоцене-эоцене по сравнению с верхним мелом изменяется литофациальный состав отложений. Преимущественно карбонатные и карбонатно-глинистые породы сменяются карбонатно-песчано-глинистыми с преобладанием песчано-алевроитовых разностей, и лишь на юге значительная часть разреза представлена песчано-карбонатными глинами и песчанистыми мергелями. В пределах акватории Азовского моря морфологический профиль бассейна практически не изменяется, а в Крыму глубоководные области, унаследованные с мелового периода, постепенно нивелируются.

Палеоценовые отложения региона не относятся к категории нефтегазопроизводящих и характеризуются невысоким $C_{орг}$ (не более 1 %), низким качеством исходного керогена (III/IV тип) и, как следствие, малыми величинами генерационного потенциала (около 1 кг УВ/т породы) [2].

Кумская свита среднего эоцена (бартонский ярус), широко развитая в пределах континентальной части Крымско-Кавказского региона, рассматривается в качестве потенциально нефтегазопроизводящей. Однако палеогеографические обстановки палеобассейна в пределах Крыма и Азовского моря не способствовали формированию больших НГМТ. По мнению Л.Р. Дистановой [4], кумские отложения здесь приобретают светлую окраску и низкую битуминозность, что связано с их накоплением в окислительной обстановке. Значения НИ в изученных разрезах Крыма (район г. Бахчисарая) невысокие: от 10 до 250 мг УВ/г $C_{орг}$, что является показателем невысокого качества органического вещества (кероген III типа).

Нефтегазоматеринские свойства майкопских отложений хорошо изучены. Их органическое вещество содержит кероген II/III типа, $C_{орг} = 0,1 - 18 \%$. Параметр $(S_1 + S_2) = 0,7 - 127,3$ кг УВ/т породы, НИ = 110 – 680 мг УВ/г $C_{орг}$. Однако в результате проведенных исследований установлено, что хорошим генерационным потенциалом обладает лишь нижняя часть майкопской серии [2]. В соответствии с результатами численного бассейнового моделирования очаг генерации кайнозойской ГАУС с НГМТ в нижнемайкопских отложениях располагается в пределах Индоло-Кубанского прогиба [4]. Потенциальных очагов генерации углеводородов одновозрастных отложений в пределах сопредельных областей равнинного Крыма не прогнозируется.

Кроме установленных в результате моделирования очагов генерации углеводородов в восточной части Азовского моря, в качестве их источников для структур западного побережья моря могут рассматриваться потенциальные области питания, расположенные в пределах Крыма. При этом НГМТ прогнозируются в отложениях переходного комплекса (палеозой) и

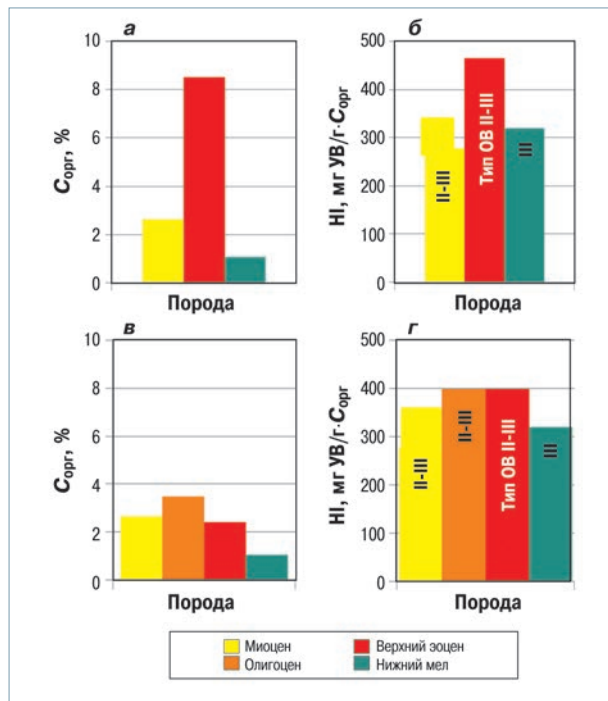


Рис. 2. Результаты исследования нефтегазоматеринских пород в Каркинитском прогибе (а, б) и Западно-Черноморской впадине (в, г)

плитного чехла (мел). На восточной части территории, вблизи п-ова Крым, наблюдается достаточно резкий переход от шельфа к бассейну, который определяется крупным разломным нарушением. Каламитский вал представляет собой плоскую платформу, где отмечается резкое уменьшение толщин осадков вплоть до выклинивания отдельных стратиграфических подразделений. В бассейновой части субгоризонтальное залегание осадков местами также осложняется локальными структурами. На западе территории переход от шельфа к бассейну происходит через относительно плавное прогибание. Переходная зона иногда обозначается как «краевая ступень». В бассейновой части наблюдается субгоризонтальное залегание осадков, местами осложненное локальными структурами. Толща осадков олигоцен – миоцен – плиоцен в бассейновой части может достигать 7-8 км.

В качестве основных НГМТ мезозойско-кайнозойских пород северо-западной части Черного моря были выделены нижнемеловая, верхнеэоценовая, майкопская и миоценовая, причем в пределах шельфа и глубоководной впадины свойства и набор НГМТ разные [5]. Олигоценная НГМТ выделена только в пределах впадины, генерационные свойства верхнеэоценовой толщи намного лучше в пределах шельфа (Каркинитского прогиба) (рис. 2).

По скважинам Каркинитского прогиба имеется набор геохимических данных, в том числе замеры отражательной способности витринита R° . По двум скважинам, расположенным на северном и южном склонах прогиба, был получен тренд отражательной способности витринита, по которому верхняя граница главной зоны нефтеобразования (ГЗН) находится на глубине 2500 м, а верхняя граница главной зоны газо-

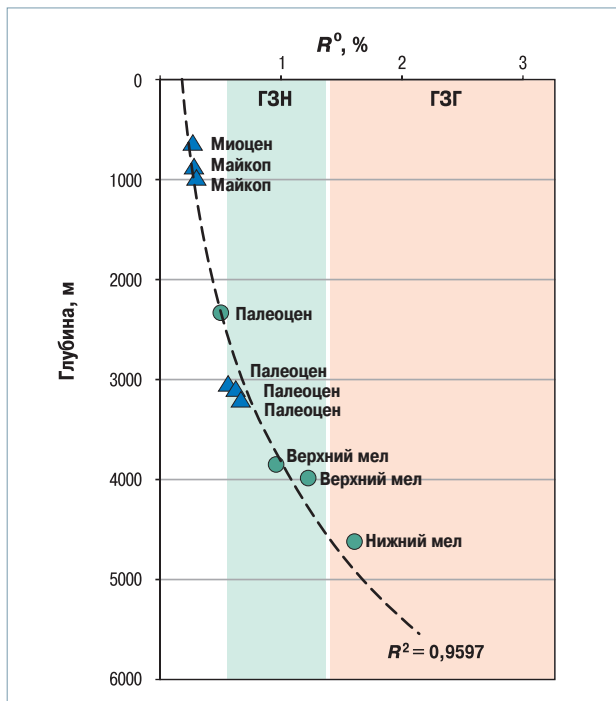


Рис. 3. Катагенез органического вещества пород в Каркинитском прогибе

образования (ГЗГ) на глубине 4600 м (рис. 3). Таким образом, миоценовая и верхнеэоценовая НГМТ незрелые, толща нижнего мела находится в газовом «окне» на большей части прогиба.

Все месторождения Каркинитского прогиба приурочены к антиклинальным структурам, контролируемым инверсионными разломами [6]. Миграция из материнской толщи осуществляется вверх по разломам. Коллекторы обнаружены в отложениях миоценового, олигоценового, эоценового и палеоценового возраста, основной резервуар относится к палеоценовому возрасту. Открыты месторождения газа и газоконденсата.

В Западно-Черноморской впадине выделяются нижнемеловая, верхнеэоценовая, майкопская и миоценовая НГМТ. Наиболее высокими показателями характеризуются толщи нижней части майкопа (по аналогии с хадумской свитой в Черномоско-Каспийском регионе) и верхнего эоцена (по аналогии с кумской свитой). Остальная часть майкопских пород задана в качестве НГМТ с меньшими параметрами. Нижний понт задан как генератор биогенного газа.

История теплового потока Западно-Черноморского бассейна восстановлена на основе замера отражательной способности витринита по скв. 400 Олимпийская, геологических представлений и с учетом того, что во впадине низкие значения теплового потока (20 мВт/м^2) только на поверхности, на глубине 1000 м они становятся равными 60 мВт/м^2 , нефтяное «окно» находится на глубине 5 км.

Результаты моделирования показывают, что нижнемеловая НГМТ в пределах наиболее прогретой части Западно-Черноморской впадины преобразована более чем на 70 %, в пределах шельфа и краевой ступени преобразованность толщи ниже (50 %). Степень

преобразованности органического вещества верхнеэоценовой НГМТ различна: в пределах шельфа оно не трансформировано; в пределах впадины преобразованность изменяется от 20 % в областях с низкими значениями теплового потока до 90 % в наиболее прогретых зонах. Степень преобразованности органического вещества нижней части майкопской НГМТ изменяется по разрезу от 20 до 90 %, верхней части – от 20 % в областях с низкими значениями теплового потока до 90 % в наиболее погруженных частях. Преобразованность органического вещества нижнепонтской толщи, генерирующей биогенный газ, на большей части профиля составляет 100 %. Наиболее прогретая часть бассейна расположена в пределах континентального шельфа, поэтому авторы могут предположить, что это очаг или так называемая «кухня» углеводородов.

Исследования катагенетической преобразованности показывают, что нижнемеловая НГМТ на большей части моделируемой территории находится в зоне газогенерации, в пределах шельфа – в зоне нефтегенерации. Катагенетическая преобразованность верхнеэоценовой и майкопской НГМТ совпадает, попадает в зону генерации газа в пределах склона и остается незрелой в зоне шельфа. В настоящее время миоценовая газоматеринская порода, генерирующая биогенный газ, на большей части исследуемой территории вступила в зону нефтеобразования, т.е. стала термически преобразованной.

Изучение компонентного состава углеводородов в пластах согласно глубине их залегания показало, что к отложениям миоценового возраста преимущественно приурочены залежи биогенного метана, причем вниз по разрезу доля жидких углеводородов увеличивается. Кроме возможных залежей в миоценовом интервале, не исключено открытие залежей в более древних отложениях. В пределах изучаемого участка также закарти-

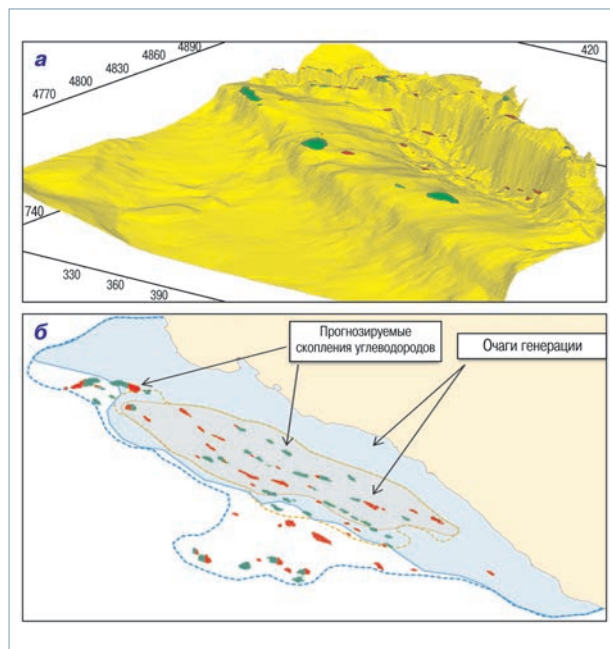


Рис. 4. 3D модель (а) и карта (б) Северо-Восточно-Черноморской ГАУС

рованы локальные поднятия в меловых отложениях, доступных для бурения.

Майкопская НГМТ залегает на меловых отложениях. Шельфовая часть изучаемой акватории характеризуется сравнительно невысокими перспективами открытия крупных месторождений углеводородов. Область континентального склона оценивается как высокоперспективная в связи с возможностью формирования залежей биогенного метана в кайнозойской части разреза и залежей нефти в меловом комплексе пород. На южном Черноморском побережье Крыма и Северо-Восточной части Черного моря выделяются мезозойские ГАУС: Северо-Восточно-Черноморская, охватывающая вал Шатского, Туапсинский прогиб и северо-западную часть Сорокинского прогиба (рис. 4).

Таким образом, результаты моделирования и сделанные выводы имеют принципиальный характер. Полученные модели являются основой для дальнейших исследований и позволяют определить основные направления поисково-разведочных работ на территории п-ова Крым и прилегающих акваторий Черного и Азовского морей.

Список литературы

1. Баженова О.К., Фадеева Н.П., Сен-Жермес М.Л. Биомаркеры органического вещества пород и нефтей майкопской серии Кавказско-Скифского региона // Геохимия. – 2002. – № 9. – С. 993-1008.
2. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. – М.: Научный мир, 2007. – 172 с.

3. Дистанова Л. Р. Особенности нефтегазообразования в бассейнах восточного Паратетиса (эоценовая эпоха накопления) // Восьмая международная конференция «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов». – М.: ГЕОС, 2005. – С. 131-133.

4. Лавренова Е.А. Результаты бассейнового моделирования восточной части Азовского моря // Геология нефти и газа. – 2009. – № 4. – С. 47-54.

6. Геохимия пограничных сеноман-туронских отложений Горного Крыма и Северо-Западного Кавказа/ Л.Ф. Левитан, А.С. Алексеев, Н.В. Бадулина (и др.) // Геохимия. – 2010. – № 6. – С. 570-591.

5. Перспективы нефтегазоносности п-ова Крым и западного побережья Азовского моря/ В.Ю. Керимов, Е.А. Лавренова, М.В. Круглякова, А.А. Горбунов // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2014. – № 9. – С. 66-70.

References

1. Bazhenova O.K., Fadeeva N.P., Sen-Zhermes M.L., *Biomarkers of organic matter in Maykop rocks and oils of the Caucasian-Scythian region*, Geokhimiya = Geochemistry International, V. 40, no. 9, pp. 899-913.

2. Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Obukhov A.N., *Geologicheskoe stroenie i uglevodородnyy potencial Vostочно-Chernomorskogo regiona* (Geological structure and hydrocarbon potential of the Eastern Black Sea region), Moscow: Nauchnyy mir Publ., 2007, 172 p.

3. Distanova L.R., *Features of oil and gas formation in the eastern Paratethys basins (Eocene epoch of accumulation)* (In Russ.), Proceedings of VIII International Conference "Novye idei v geologii i geokhimii nefiti i gaza. Neftegazonosnye sistemy osadochnykh basseynov" (New ideas in geology and geochemistry of oil and gas. Petroleum systems of sedimentary basins), Moscow: GEOS Publ., 2005, pp. 131-133.

4. Lavrenova E.A., *Results of basin modeling of eastern part of Azov sea* (In Russ.), *Geologiya nefiti i gaza* = The Journal Oil and Gas Geology, 2009, no. 4, pp. 47-54.

5. Kerimov V.Yu., Lavrenova E.A., Kругlyakova M.V., Gorbunov A.A., *Oil and gas prospects of Crimea and West part of Azov Sea* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo* = Oil Industry, 2014, no. 9, pp. 66-70.

6. Levitan L.F., Alekseev A.S., Badulina N.V. et al., *Geochemistry of Cenomanian/Turonian boundary sediments in the mountainous part of Crimea and the Northwestern Caucasus*, Geokhimiya = Geochemistry International, 2010, V. 48, no. 6, pp. 534-554.

XXIII международная специализированная выставка «ГАЗ.НЕФТЬ.ТЕХНОЛОГИИ-2015»

В рамках выставки ОАО НПФ «Геофизика» совместно с Башкирским отделением ЕАГО и АИС проведут XXI научно-практическую конференцию

«НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН»

Уфа 20 мая 2015 года

информационные партнеры

КАРОТАЖНИК, Геофизина, НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО, ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ, Coiled tubing, НЕФТЬ ГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ, НЕФТЬ.ГАЗ.НОВАЦИИ, ГеоИнжиниринг, НЕФТЬ КАПИТАЛ, СФЕРА

по вопросам участия и регистрации обращаться

450005, Башкортостан, г. Уфа, ул. 8 Марта, 12
Тел./факс: (347) 228-64-14
E-mail: mark@npf-geofizika.ru

ОАО НПФ ГЕОФИЗИКА