

УДК 551.21

А.К. Авгитов

Прогнозная оценка полеогидратной газоносности Керченского полуострова

г. Симферополь, Республика Крым, Российская Федерация

Аннотация. В статье представлена прогнозная оценка полеогидратной газоносности Керченского полуострова. Полученные результаты позволяют рекомендовать следующее направление ГРР: провести поисково-параметрическое бурение для подтверждения залежей палеогидратов и ПГЗ на следующих антиклинальных структурах; провести поисковые работы для вскрытия глубокозалегающих промышленных залежей палеогидратов в пределах Тамаринской депрессии; проходку интервалов с предполагаемыми залежами палеогидратов проводить по особой технологии с соблюдением мер предосторожности во избежание разложения газогидратов в керне за время подъема его из забоя скважины.

Ключевые слова: Керченский полуостров, газоносные горизонты, газогидраты.

Основные положения работы

1. Более 60 лет нефтеразведчики Крыма вели работы на Керченском полуострове, в результате открыто 13 мелких месторождений нефти и газа; в ходе работ при бурении разведчики постоянно сталкивались с большими осложнениями, из-за которых приходилось «ликвидировать» скважины по техническим причинам, такими как внезапные выбросы (фонтаны) газа, падение плотности, поглощение и разгазирование промывочной жидкости, прихват снаряда, провал бурового инструмента и др. явления, связанные с диапиризмом и грязевым вулканизмом. Газогидраты (ГГ) не были встречены, но они не могли быть встречены, так как эти очень неустойчивые образования никто здесь не ожидал встретить, а поэтому не предпринималось никаких мер предосторожности, чтобы избежать их разложение за время подъема керна [1].

2. О том, что ГГ могут встречаться на суше не в условиях вечной мерзлоты наши предположения являются не единственными, о них упоминали Клименко А.П., автор книги «Клатраты» (1988), Щерба О. и др. В частности, Щерба О. (2002) описал их на одном участке Карпат следующим образом: «Образцы керна невозможно было вынуть из грунтовых трубок, они рассыпались подобно тому, как это наблюдалось на судне Гл. Челенджер», имеется в виду бурение с судна в Черном море в 1979 г. (2,6) Такого рода явления отмечены и в нашем регионе, к примеру, согласно документации отобрать керн из скв. 5 Фонтановская (глубина 3 336–3 360 м) не удалось, так как «коллектор был представлен рыхлыми разностями песчаников» эоцена, из которых был получен выброс газа; из скв. 2 Поворотная газовый выброс был представлен газом белого цвета с пылеватыми частицами, в скв. 9 Фонтановская из отложений нижнего майкопа получен приток газа и «при этом выносилось много породы из пласта»; в скв. 5 на Слюсаревской площади из этих же отложений на глубине 3 103–3 098 м был получен мощный приток газа (400 тыс. м³/с), который через 5 с снизился до 10,6 тыс. м³/с, а давление упало с 13,6 до 4,8 МПа, в процессе работы из скважины

«выносился песчаный материал и произошла закупорка пласта». Перечисленные явления, как и широко распространенное разгазирование бурового раствора (повышенное количество газа по данным газового каротажа), неожиданные газоводопрооявления и др. осложнения процесса бурения удовлетворительно можно объяснить, связав их с разложением ГГ.

3. Геофизики (сейсморазведчики) не знакомые с ГГ и методами их прогноза, провели не переинтерпретацию, а переработку данных сейсморазведки МОГТ, дали традиционную интерпретацию волнового поля. Выявление аномалии волнового поля (АВП) с помощью рекомендованных нами общепринятых критериев проведено формально, но даже при этом было выявлено несколько АВП искомого типа. Главная погрешность состоит в том, что следуя общепринятой методике Исполнитель выделял АВП только в приповерхностной части разреза, как это делается в морских условиях, что неверно, так как наша территория давно вышла из-под моря и верхние горизонты эродированы, кроме того, залежи ГГ бывают многопластовыми (создаются АВП на больших временах), что совершенно не учитывалось [7].

4. Отрицательная оценка наличия ГГ является следствием того, что критерии интерпретации АВП недостаточно эффективны. В связи с этим, следует признать, что данных одной только сейсморазведки недостаточно для прогноза ГГ, особенно в условиях суши необходимо использовать вещественные признаки (характер газопрооявлений, выбросы, пузырьки и запах газа), свойства геологической среды (тип коллектора, выход керна) по материалам бурения, данные скважинного каротажа (газопоказания во время бурения и после), наблюдений за изменением температур и пластовых давлений и др. Такие материалы имеются в изобилии по Керченскому полуострову, нами проведен анализ их части и обобщение, в результате выявлены убедительные признаки того, что в регионе в прошлые эпохи имело место гидратообразование.

5. О гидратных залежах: согласно литературным источникам, ПГЗ на сейсмических разрезах фиксируются АВП типа «залежь», которые известны под названием «пагода-структуры» (чередование темных и светлых полос), отражения «провисания», «прорыва», следящиеся на больших временах, «сводоподобные ловушки» в подошве ЗГО и др. [4, 5, 7].

6. На составленной прогнозной схеме выделено 9 перспективных площадей, в том числе: Караларская, Маяксалимская, Мало-Бобчикская, Багеровкая, Поворотная, Октябрьская, Восходовская, Слюсаревская и Тамаринская.

Краткая характеристика некоторых перспективных площадей сводится к следующему.

Площадь 3 на Мало-Бабчикской антиклинали (площадь 2 км², глубина 1 200 м) на профиле 93 2137 отличается весьма причудливой изометричной формой АПВ в виде зоны прозрачной записи, которая перекрывается, подстилается и окаймляется четкими осями синфазности типа «Яркое пятно». Аномалия достаточно полно изучена, в разделе 3 приводятся разрезы мгновенных амплитуд, фаз, частот, на которых она отображается весьма четко, по этой аномалии были просчитаны и построен геолого-геофизический разрез.

Аномалия приурочена к отложениям королевского яруса, она изометрична, окаймляет тело карбонатных пород (биогерма), по нашему мнению, эта АВП связана с залежью палеогазогидратов, которые возможно находятся в метастабильном фазовом состоянии (Рис. 1).

Площадь № 5, Поворотная антиклиналь, к которой приурочено одноименное газовое месторождение в отложениях планорбеллового горизонта нижнего майкопа. Кроме благоприятной структурной позиции имеются данные сейсморазведки, в частности по профилю 88 2291, площадь 7 км².

Выявленная здесь АВП линзообразной формы в отложениях верхнего керлеута локализуется в замковой части антиклинали и выражена четкими осями синфазности в кровле и подошве и зоной выбеливания, имеет вид АВП типа «Улыбка». Здесь пройдены скважина Поворотная — 1 и 5, в которых отмечались признаки, которые на наш взгляд, указывают на присутствие ГГ, они наблюдались в отложениях планорбеллового горизонта: интенсивное разгазирование буровой жидкости, газопровливания.

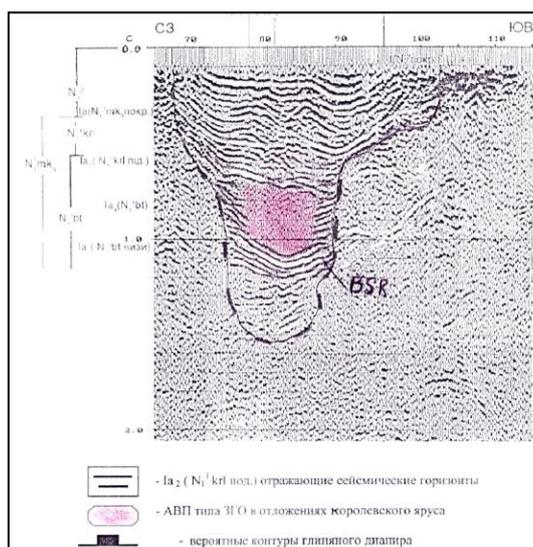


Рис.1. АВП, связанная с залежью палеогидратов.

Площадь №6 Октябрьская (Чистопольская) антиклиналь, площадь 6 км². По данным сейсморазведки на профиле 930 337, ПК 10-50, выявлена АВП классической линзообразной формы типа «улыбка» в своде антиклинали над залегающим диапиром, нижняя граница (подошва) АВП — это контрастные оси синфазности, так как они отчетливо секут напластование пород; в кровле её — яркое пятно над зоной выбеливания. Аномалия локализуется в отложениях верхнего керлеута на глубине около 1 500-1 850 м, ориентировочно.

Площадь № 8 — Слюсаревская антиклиналь, площадью 10 км² с известным газовым месторождением в ее восточной части, за пределами Бурулькайской вдавленной синклинали. Через антиклиналь проложено несколько сейсмопрофилей, разрезы по двум из них приведены в отчете. На профиле 881 719 (ПК 25-50) со стороны южного крыла и в своде антиклинали в отложениях керлеута выявлены АВП линзовидной формы с контрастными осями синфазности в кровле и подошве и зоной выбеливания, эта аномалия тоже может быть отнесены к типу АВП «улыбка». На профиле 882 291, ПК 250-280 выявлена такая же, но более ярко выраженная АПВ типа «улыбка» в своде антиклинали на глубине 1 100–1 400 м в отложениях верхнего керлеута.

Площадь № 9 Тамаринская депрессия, которая размещена к югу от Фонтановской антиклинали вдоль регионального Кызыл-Ташского разлома, к западу она переходит в Селезневское поднятие, с юга граничит с Вулкановским и

Краснопольским поднятиями. а с северо-востока с Колодезной площадью.

Для этой площади характерны благоприятные структурно-литологические условия, перспективны глубокие горизонты.

Здесь по сейсмическим материалам выделен сеймостратиграфический комплекс, который соответствует планорбелловой толще. По рисунку сейсмической записи на временных разрезах МОП и с учетом промыслово-геофизических данных комплекс разделен на две сеймопачки, соответствующие верхней и нижней частям планорбелловой толщи. Для верхней сеймопачки характерны малые амплитуды отражений, оси синфазности короткие, расположены хаотично. Нижняя сеймопачка характеризуется протяженными субпараллельными отражениями средней амплитуды. Такой рисунок записи, обычно, соответствует чередованию пластов песчанников и глин. Поэтому нижняя сеймопачка представляет интерес сточки зрения поиска ловушек неантиклинального типа.

В центральной части Тамаринской депрессии на ряде профилей выявлен перегиб, который, возможно, является «структурным носом» и представляет собой обособленное перспективное для поисков поднятие

На южном склоне Тамаринской депрессии закартирована Кырыйская ловушка неантиклинального типа, возможно, связанная с развитием дюрменских песчанников.

В целом, структура представляет собой достаточно широкую неглубокую впадину с пологими склонами на западе и юге и круглым — на севере.

Предполагаемые залежи газогидратов и подгидратных скоплений газа ожидаются на глубоких горизонтах, в связи с чем, эту площадь можно считать перспективной, так как предполагаемые залежи перекрыты мощной покрывкой слабо дислацированных глинистых толщ майкопа, здесь отсутствуют проявления диапиризма, редки разломы — все это является благоприятными факторами формирования и сохранности зон газонакопления [3].

На профиле 881 198 (Рис. 2) предполагается АВП линзовидной формы с яркими амплитудными аномалиями отражений в кровле и подошве и зоной выбеливания в отложениях планорбеллового горизонта, на глубине около 3 200–3 400 м; ниже она подстилается АВГ1 типа «пагоды–структуры», представленной чередованием светлых и темных полос — контрастных отражений, что характерно для газонасыщенных отложений, в данном случае эоценовых.

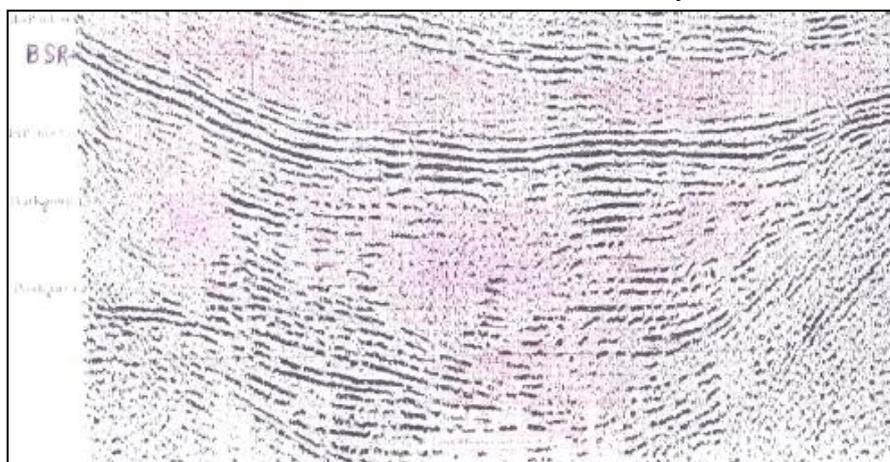


Рис.2. АВП линзовидной формы

Нами эта АВП интерпретируется как АВП типа «залежь» или ПГЗ, на глубинах 3 400-3 550 м. Ниже, в отложениях низов палеоцена и верхнего мела проявилась АВП типа «провисания и прорыва отражений», что свойственно газонасыщенным, осадкам, как это показано на рисунке. Такой характер АВП прослеживается до глубины около 4 км, захватывая отложения и нижнего мела. Та же картина наблюдается на профиле 850 958 и 871 082, пересекающих Тамаринскую депрессию западнее и восточнее профиля 881 198. Выявленные АВП типа палеозГУ и ПГЗ фиксируют газонасыщенность отложений, как на прилагаемом рисунке.

Главные результаты выполненных работ заключаются в следующем:

1. Переинтерпретация материалов сейсморазведки МОП по Керченскому полуострову позволила в нынешних материковых условиях выявить специфические аномалии волнового поля, которые предположительно обусловлены древними зонами газогидратообразования (палео ЗГО) и подгидратными залежами свободного газа (ПГЗ). Некоторые из этих АВП обращали на себя внимание исследователей, но находили у них иное толкование, никто не связывал их с газогидратами.

2. На основе обобщения материалов геолого-съёмочных работ, научных и тематических исследований составлена структурно-геодинамическая карта Керченского полуострова в масштабе 1:200 000, как основа прогнозной схемы нефтегазоносности региона.

3. Намечены перспективные площади и оценены потенциальные ресурсы газа в палеогазогидратах в недрах.

4. Разработаны рекомендации о дальнейшем направлении ГРП на выделенных объектах.

Изложенные выше выводы базируются на следующих положениях:

1. Наличие признаков, указывающих на палеогазогидратообразование:

а) интенсивный грязевой вулканизм, вызванный, по мнению автора разложением газогидратов на сжатый газ и пресную воду в связи с падением давления и повышением температуры среды вследствие воздымания территории и превращения ее в материк [1].

2. Геофизические признаки

Исходя из мирового опыта наиболее эффективными для прогноза и поисков ЗГО и газогидратных залежей являются геофизические сейсмоакустические методы. Установлено [12, 32, 33, 47 и др.], что сейсморазведка МОГТ позволяет выявлять и картировать подводные ЗГО по характерным динамическим (амплитудным) аномалиям волнового поля (АВП) типа зон выбеливания (прозрачной записи) и контрастных осей синфазности несогласных с отражениями от напластования пород («яркое пятно» BSR. «пагода-структуры» и др.), которые успешно апробированы при поисках и прогнозе ЗГО в морских условиях. Зоны прозрачной записи аналогичны известным в практике нефтепоисковых работ зонам вторичных изменений акустических свойств пород под воздействием потоков газов [4, 5, 7].

3. Интенсивное проявление грязевого вулканизма, вызванного разложением ГГ из-за резкого падения давления. ГВ приурочены к антиклинальным структурам диапировой природы и фиксируют гипсометрический уровень нестабильности и разложения ГГ в верхних частях разреза. В депрессионных структурах и на глубоких горизонтах они могли сохраниться, возможно, в

метастабильном состоянии, создавая горизонт с высоким АВПД, подобно отложениям баталнашинской свиты в планорберловом горизонте, которые содержат сжатые до высокой степени УВ газы. Практический интерес как сырье такие ГГ не представляют, но могут быть использованы как поисковый признак.

По общему признанию ГВ являются индикаторами нефтегазоносности, в связи с чем, к примеру, структуры с ГВ, стали основным объектом поиска нефти в Азербайджане [4, 5, 7, 9].

4. Новый подход к оценке перспектив промышленной нефтьгазоносности региона.

За 60 лет работы в регионе не выявлено ни одного значительного месторождения — все обнаруженные 13 нефтегазовых месторождений относятся к классу мелких. Одним из вариантов объяснения этого феномена может быть то, что эти мелкие месторождения образовались за счет разрушения газогидратных скоплений.

Именно глубокие горизонты определяют перспективы промышленной нефтегазоносности Керченского полуострова. Об этом свидетельствуют мощные газовые выбросы (до 500 тыс. м) из отложений эоцена (скв. Слюсаревская–1 Фонтановская–5, на глубинах, соответственно, 4 020 м и 3 336 м) и палеоцена (скв. Горностаевская–1, гл. 3817 м), которые представляют собой, скорее всего, палеогидратные залежи и фиксируются в виде специфических АВП типа «залежь» («провисания» и «прорыва» отражений). Такие аномалии выявлены на сейсмопрофилях к югу Фонтановской площади в пределах Тамаринской депрессии (ее пологих склонов) на глубине от 3 до 4 км.

5. По особенностям геолого-геодинамической характеристики региона самым перспективным объектом являемся именно Тамаринская депрессия, т. к.:

– она относится к типу тектонических структур, которые наиболее благоприятны для нефтегазонакопления [3]. Аналогами могут служить уникальное Анастасиевско-Троицкое месторождение в Западно-Кубанском прогибе, зоны высокой промышленной нефтегазоносности эоцен-верхнемеловых отложений в Алханчурской и Петропавловской синклиналиях, разделяющих Терскую и Сунженскую антиклинали и др.:

– здесь мощная экранирующая толща майкопа, способная удерживать глубокопогруженные залежи в карбонатных породах, слабая дислоцируемость отложений, отсутствуют диапиры и грязевые вулканы, что, по мнению Карпенко И.В. и др. [3] гарантирует сохранность глубокопогруженных залежей;

– характерно наличие пород с хорошими коллекторскими свойствами (песчаники, карбонатные породы), литологических ловушек барового типа i [2];

– геоэлектрическими методами на площади севернее вулкана Джау-Тепе 38 выявлена аномалия типа «залежь», которая по данным скважины Северо-Вудкановская–I залегает на глубине 2 250–2 700 м над отложениями майкопа.

Значительный размер перспективной площади этой структуры, которая даже если принимать во внимание только пологие ее склоны, превышает 30 км², дает основание ожидать здесь крупное по масштабам газоконденсатное месторождение. На западном пологом склоне депрессии скважина Селезневская–4 на глубине 2 984 м в отложениях планорбеллового горизонта вскрыла интенсивное газопроявление, что подтверждает ее перспективность.

6. Ориентировочный подсчет потенциальных ресурсов газа в палеогидратных и подгидратных залежах региона на основе метода аналогии с

известными мировыми месторождениями газогидратов материкового (Мессояхское в Зап. Сибири и др.) и океанско-морского (Блейк-Ридж, побережье США и др.) типов по их удельной продуктивности, даже с учетом того, что огромные массы газа были выброшены ГВ в атмосферу. позволяет надеяться, что в недрах полуострова заключено не менее 1:10–12 м³ газа [9].

Рекомендации. Полученные результаты позволяют рекомендовать следующее направление ГРР:

1. Провести поисково-параметрическое бурение для подтверждения залежей палеогидратов и ПГЗ на следующих антиклинальных структурах:

– Мало-Бабчицкой в отложениях N ½, k1 на сейсмопрофиле 932 137 у ПК 80 (Рис. 1) на глубину 1 200 м на палеогидраты;

– Октябрьской, в отложениях P1-3 л2 на сейсмопрофиле 930 337 у ПК 30 на глубину 2 000 м;

– В межах Тамаринской депрессии, где характерно наличие пород с хорошими коллекторскими свойствами (песчаники, карбонатные породы), литологических ловушек барового типа i74J;

Выявленные на этих профилях АВП на верхних горизонтах морфологически относятся к титу «улыбка», которые по мнению ведущих специалистов [4] являются прямыми индикаторами залежей углеводородов. Поэтому эти работы следует считать, первоочередными.

2. Провести поисковые работы для вскрытия глубокозалегающих промышленных залежей палеогидратов в пределах Тамаринской депрессии на глубинах от 3 000 до 4 000 м в отложениях нижнего майкопа-юцена-палеоцена до нижнего мела, закладывая скважины на следующих профилях: 891 198 между ПК 40-80 (Рис. 2), 850 958 и др.

3. Проходку интервалов с предполагаемыми залежами палеогидратов проводить по особой технологии с соблюдением мер предосторожности во избежание разложением газогидратов в керне за время подъема его из забоя скважины, проводить каротаж открытого ствола и отбор керна и пластового флюида с гидратсодержащих интервалов. измерения давления, температуры.

Литература

1. Авгитов А.К. О связи грязевого вулканизма с деструкцией газогидратов в недрах // Минеральные ресурсы Украины, 2002. №2. С. 32–35.
2. Бяков Ю.В., Круглякова Р.П. Газогидраты осадочной толщи Черного моря — нетрадиционное углеводородное сырье. Мат. Конф. «Геодинамика и нефтегазоносность системы», Гурзуф, 2001 г. С. 25–28.
3. Карпенко І.В. та ін. Перспективність структур Причорноморського шельфу Чорного моря. Симферополь, 2007. С. 118–120.
4. Каморный А.Ф. и др. Сейсмический метод поисков газогидратов на акватории Черного моря // Геофиз. Журнал, 1998. №2, С. 70–76.
5. Корсаков О.Д. и др. Черноморские газогидраты — нетрадиционный вид углеводородного сырья // Геол. Журнал, 1991. №5. С. 67–74.
6. Левашов С.Н. и др. О возможности изучения внутренней структуры вулканов. Докл. НАНУ №10. 2006. С. 122–128.
7. Номоконов В.П. и др. Признаки газогидратных залежей в Чорном море. Изв. ВУЗов «Геол. и разв.». 1988. №3. С. 72–82.

8. Новоселецкий Р.М. Гидродинамические и геохимические условия формирования залежей нефти и газа Украины // Недра, 1975. 237 с.
9. Шнюков Е. Ф. и др. К природе газогидратов и нефти // Геол. Журнал, 2002. №3. С. 11–13.

А.К. Avgitov

Predictive assessment of field hydrate gas content of the Kerch Peninsula

Simferopol, Republic of Crimea, Russian Federation

Abstract. *The article presents a forecast estimate of the semi-hydrate gas content of the Kerch Peninsula. The obtained results allow to recommend the next area of exploration: to conduct search and parametrical drilling to confirm deposits of paleohebrew and went to the next anticlinal structures; to conduct a search operation for dissection of deep-seated deposits of industrial poligidrat within Tamariscos depression; drilling of intervals with the expected deposits of paleohydrates should be carried out using a special technology, taking precautions to avoid decomposition of gas hydrates in the core during its lifting from the bottom of the well.*

Keywords: *Kerch Peninsula, gas-bearing horizons, gas hydrates.*

References

1. Avgitov A.K. O svyazi gryazezovogo vulkanizma s destrukciej gazogidratov v nedrah // Mineral'nye resursy Ukrainy, 2002. #2. S. 32–35. (in Russian)
2. Byakov YU.V., Kruglyakova R.P. Gazogidraty osadochnoj tolshchi Chernogo morya — netradicionnoe uglevodorodnoe syr'e. Mat. Konf. «Geodinamika i neftegazonosnost' sistemy», Gurzuf, 2001 g. S. 25–28. (in Russian)
3. Karpenko I.V. ta in. Perspektivnist' struktur Prichernomors'kogo shel'fu Chernogo morya. 2007. Simferopol'. S. 118–120. (in Russian)
4. Kamornyj A.F. i dr. Sejsmicheskij metod poiskov gazogidratov na akvatorii Chernogo moray // Geofiz. Zhurnal, 1998. №2. S. 70–76. (in Russian)
5. Korsakov O.D. i dr. Chernomorskie gazogidraty — netradicionnyj vid uglevodorodnogo syr'ya // Geol. Zhurnal, 1991. №5. S. 67–74. (in Russian)
6. Levashov S. N. i dr. O vozmozhnosti izucheniya vnutrennej struktury vulkanov. Dokl. NANU №10. 2006. S. 122–128. (in Russian)
7. Nomokonov V.P. i dr. Priznaki gazogidratnyh zalezhej v Chernom more. Izv. VUZov «Geol. i razv.», 1988. №3. S. 72–82 (in Russian)
8. Novoseleckij R.M. Gidrodinamicheske i geohimicheskie usloviya formirovaniya zalezhej nefiti i gaza Ukrainy // Nedra, 1975. 237 s. (in Russian)
9. SHnyukov E.F. i dr. K prirode gazogidratov i nefiti // Geol. Zhurnal, 2002. №3. S. 11–13. (in Russian)

Поступила в редакцию 01.12.2019 г.