

Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Буш В.А., Трусов А.А.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ПОИСКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В настоящее время ведущим при поисках месторождений нефти и газа является структурный метод, реализующийся главным образом за счет применения сейсморазведки. Тем не менее, во многих регионах эффективность поисков исключительно на базе структурных критериев оказывается ограниченной. Возникает острая необходимость расширения поискового комплекса и привлечения методов, базирующихся на совершенно иных физико-геологических принципах. Применение дешевых и мобильных аэрогеофизических технологий в этом плане выглядит особо перспективным – как в регионах, где поиски ведутся уже многие десятилетия, так и, особенно, там, где они только начинаются. Одним из наиболее перспективных направлений представляется опосредованное обследование обширных областей транзитного мелководья континентального шельфа, которые в РФ изучены крайне слабо, но являются потенциально нефтегазоносными.

Комплекс аэрогеофизических методов, направленный на поиски месторождений нефти и газа, уже вполне сложился. Обычно он включает аэромагнитную съемку, аэрогамма-спектрометрию и газовую аэросъемку с определением концентраций метана и пропана в приземном слое атмосферы. В последние годы в него все чаще включается аэрогравиметрическая съемка, что обусловлено резким повышением качества материалов аэрогравиметрии в результате современных аппаратурно-программных разработок. Сейчас аэрогравиметрические съемки позволяют получать аномальное поле в редукции Буге со среднеквадратической погрешностью 0,5 мГал (при использовании в качестве носителя самолета) и по своим кондициям и пространственному разрешению отвечают требованиям, предъявляемым к наземным съемкам масштаба 1:100 000.

В ГНПП «Аэрогеофизика» изучение нефте-газоперспективных территорий осуществляется на базе целевой технологии содержательной геологической интерпретации комплексных аэрогеофизических данных, разработанной специально для решения задачи поисков месторождений углеводородов. С ее помощью решается ряд геологических задач, и первая из них связана с изучением геологического строения фундамента. Указанная задача включает два аспекта. С одной стороны, знания о геологическом строении фундамента помогают правильному пониманию процесса формирования осадочного чехла и закономерностей размещения в нем месторождений углеводородов. Рельеф геологических границ в осадочном чехле может наследовать рельеф кровли фундамента. С другой стороны, открытие в породах верхней части кристаллического фундамента нескольких десятков крупных и уникальных месторождений углеводородов, в т.ч. таких, как Белый Тигр во Вьетнаме, показало реальные перспективы поисков нефти и газа в самом фундаменте.

Ведущим методом в решении этой задачи является магниторазведка, поскольку в пределах платформенных областей основные источники аномального магнитного поля связаны именно с породами кристаллического фундамента. Фактически в таких регионах аэромагнитная съемка является прямым методом изучения его строения, что эффективно реализуется с помощью разработанных технологий. Однако полное и всестороннее решение указанной задачи возможно лишь с привлечением данных гравиметрии, в т.ч. бурно развивающейся аэрогравиметрии. Поскольку в этом же выпуске журнала публикуется отдельная статья, посвященная изучению строения фундамента, данные технологии нет необходимости описывать повторно.

Другая группа задач, решаемых аэрогеофизическими методами при поисках месторождений углеводородов, – это выделение аномалий от геологических образований в

осадочном чехле и их количественное истолкование. Здесь также весьма информативной является аэромагниторазведка, а при интерпретации ее данных наиболее важной процедурой оказывается разделение полей фундамента и осадочного чехла. Вообще говоря, эта задача в силу общеизвестных теоретических запретов [5] не имеет строгого решения. Поэтому можно лишь попытаться разделить исходное поле на такие две составляющие, в одной из которых будет преимущественно сосредоточена та часть поля, которая связана с глубокозалегающим фундаментом. Тогда в другой части останется та составляющая, большая часть энергии которой связана именно с неглубокозалегающими объектами. Первостепенное значение здесь имеет критерий минимальности вносимых искажений или, другими словами, уровень адекватности разделяемых компонент.

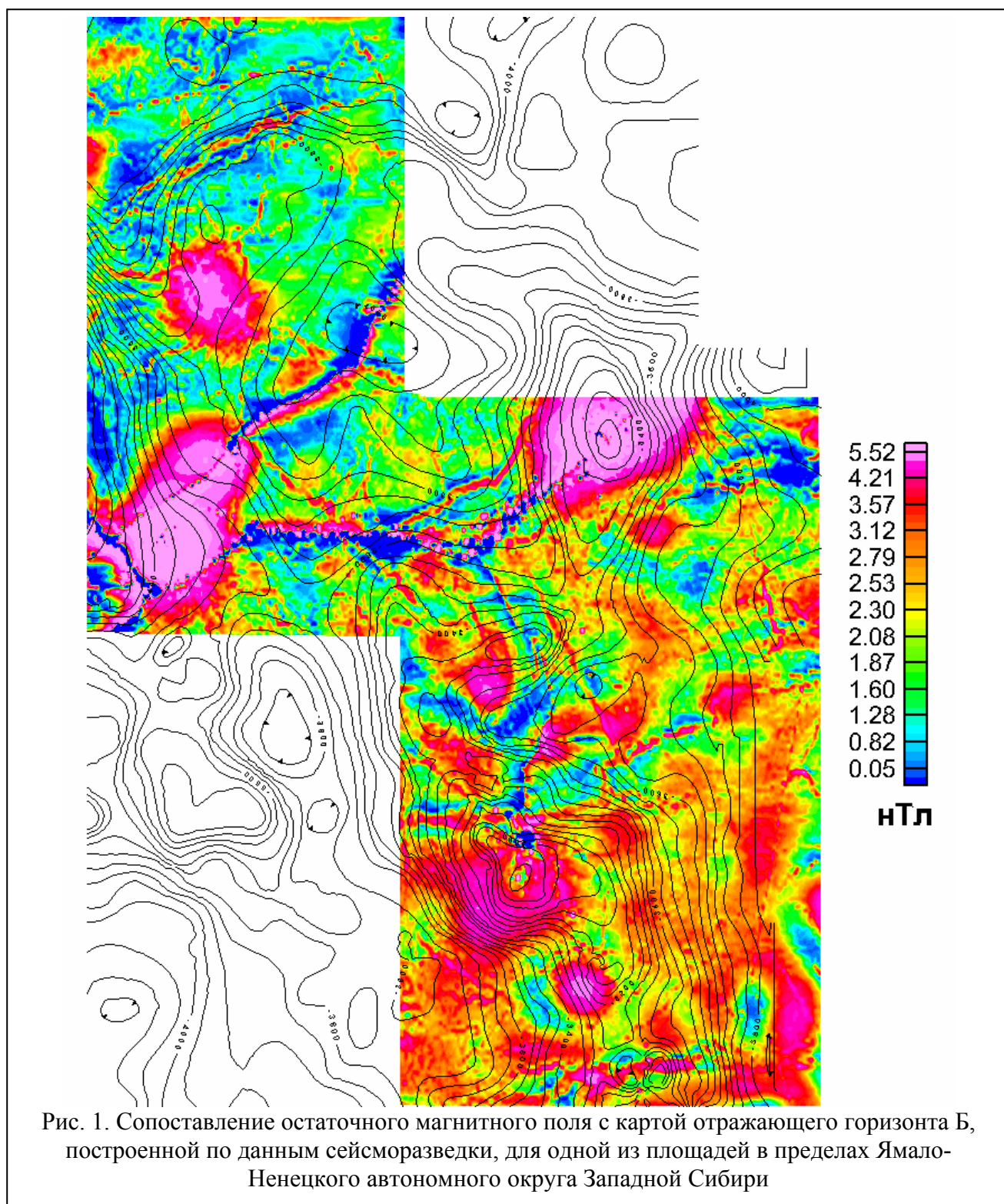
Традиционный подход к решению задачи разделения полей от фундамента и осадочного чехла связан с применением разнообразных трансформаций путем фильтрации (частотной селекции) в скользящих окнах, но, по нашему мнению, этот путь является тупиковым. Дело в том, что любая трансформация, как бы ее результаты ни нравились интерпретатору, неизбежно привносит принципиальные искажения в разделяемые компоненты, переводя исходную функцию в совершенно иной класс. Фактически трансформанта (результат трансформации) является полем абсолютно иного распределения масс, причем закон перераспределения может быть весьма сложным и его можно вкратце охарактеризовать следующим образом. Каждая точечная масса изучаемых объектов перераспределяется пропорционально весовым коэффициентам трансформации в пределах горизонтальной области, которая имеет форму скользящего окна трансформации, и центр которой совпадает с точкой, где находится масса (Андреев Б.А., Клушин И.Г., 1962). В результате применение трансформаций на практике приводит к невозможности дальнейшей количественной интерпретации разделенных компонент. Эти компоненты могут применяться лишь для качественной характеристики возможных источников, причем не всегда достоверной, поскольку все без исключения трансформации неминуемо приводят к появлению множества дополнительных (часто говорят - ложных) локальных экстремумов, никак не связанных с геологическими причинами и определяющимися лишь указанным законом перераспределения масс. Кроме того, все трансформации полей выполняются без учета реальных альтируд пунктов, где измерены те или иные элементы поля, что делает количественную интерпретацию их результатов не просто бессмысленной, но, можно сказать, одиозной.

Принципиальных недостатков, свойственных трансформациям, лишен подход, реализуемый нами с помощью программ пакета СИГМА-3D. Для разделения, как правило, оказывается достаточным вычесть поле модели субгоризонтального слоя, аппроксимирующей фундамент и построенной с помощью программ ROMGAS и REIST, из исходного аномального поля, т.е. провести так называемое геологическое редуцирование влияния фундамента (с технологией построения такой модели можно познакомиться в отдельной статье, помещенной в этом журнале). Следует отметить, что описываемая технология в принципе также не позволяет преодолеть теоретической (в общем случае) неоднозначности разделения полей от разноглубинных источников в фундаменте и в осадочном чехле. Вместе с тем легко обосновать, что по уровню адекватности получаемых с их помощью компонент полям разделяемых источников такой подход гораздо более оправдан.

Не вызывает сомнения, что модель субгоризонтального слоя, построенная программой REIST, содержит погрешности, которые после вычитания ее поля из наблюдаемого проявятся и в остаточных аномалиях. Среди множества причин их возникновения отметим две главные:

погрешности априорных (для программы REIST) данных, в частности, глубин верхней и нижней кромок моделируемого субгоризонтального слоя;

погрешности, связанные с особенностями применяемой модели, то есть с ее дискретностью, вертикальными границами между элементами (погрешностями аппроксимации), коллинеарностью векторов намагниченности во всех элементах, отсутствием учета эффекта размагничивания в собственном аномальном поле и т.п. [1].



Тем не менее, указанные погрешности не создают в остаточных полях столь принципиальных и существенных помех, как в случае применения трансформаций. Конечно, из-за отмеченных погрешностей влияние фундамента в остатке частично сохраняется, но оно - чрезвычайно ослаблено. Для применяемой модели это ослабление - максимально возможное, поскольку все, что в исходном поле можно было бы объяснить за счет влияния элементов модели, аппроксимирующей фундамент, программа REIST в процессе подбора автоматически из него убирает [1]. В то же время поля источников с особыми точками функций, описывающих аномальные поля, расположенными в осадочном чехле - за пределами субгоризонтального слоя,

аппроксимирующего фундамент, - вообще никакому искажению не подвергаются. Никакие особые точки, связанные с источниками, лежащими выше модели субгоризонтального слоя, не изменяют ни своего положения, ни типа. Никакие дополнительные локальные экстремумы, непременно возникающие в результате применения трансформаций, не появляются и т.д. Поэтому именно остаточные поля, полученные в результате работы программы REIST из пакета СИГМА-3D, являются минимально искаженными полями источников осадочного чехла, в силу чего могут подвергаться дальнейшей, в том числе, количественной интерпретации.

В качестве иллюстрации эффективности изложенного подхода приведем пример выделения магнитных аномалий, связанных с источниками в осадочном чехле, для одной из площадей в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа Западной Сибири. На рис. 1 остаточное магнитное поле, полученное после редуцирования влияния модели палеозойского фундамента, сопоставлено с картой отражающего горизонта Б, построенной по данным сейсморазведки. Как видно, амплитуда выделенных остаточных аномалий сравнительно невелика и составляет около 5 нТл, тем не менее, для современных аэромагнитных съемок, выполняемых с цезиевыми магнитометрами, порог чувствительности которых не превышает 0,001 нТл, эти аномалии являются вполне достоверными. Помимо них на карте четко прослеживаются являющиеся помехами линейные аномалии от техногенных источников: дорог, ЛЭП, трубопроводов и т.п. Подчеркнем, что наблюдаемое поле ΔT в этом регионе, в основном, связано с породами палеозоя и характеризуется аномалиями амплитудой около 500 нТл, но описанная технология дала возможность достаточно устойчиво выделить на этом фоне слабые аномалии от источников в чехле. Рис. 1 показывает, что наиболее интенсивные локальные максимумы в остаточных магнитных аномалиях оказались приуроченными к антиформам, выявленным по данным сейсморазведки. На данной площади эти антиформы коррелируют с крупными газовыми и газоконденсатными месторождениями. Что касается природы выявленных локальных аномалий, то они, судя по всему, связаны с осадочными породами, намагниченность которых оказалась измененной под влиянием мигрировавших углеводородов.

Вторичные изменения осадочных пород под влиянием углеводородов и возможности поисков месторождений на основании их изучения обсуждаются геологами, геофизиками и геохимиками уже в течение целого века. Еще в 1908 г. Дж.Харрис обнаружил присутствие пирита и других сульфидов в породах, перекрывающих нефтяные залежи, приуроченные к соляным куполам Луизианы. В 1922 г. Ф.Ривз, исследуя нефтяное месторождение Цемент в Оклахоме, выявил, что под влиянием углеводородов осадочные породы могут менять свой цвет, в частности, из красноватых становиться сероватыми. С тех пор месторождение Цемент фактически стало природной лабораторией, где постоянно проводили свои исследования нефтяники разных специализаций. В 70-х годах прошлого века, вскоре после появления высокоточных квантовых магнитометров к этим исследованиям присоединились магниторазведчики. К 1979 г. усилиями Т.Донована и его коллег было выяснено, что вторичные изменения осадочных пород мигрирующими углеводородами могут заметно изменять их намагниченность, приводя к появлению локальных магнитных аномалий, которые можно целенаправленно искать с помощью аэромагнитной съемки [7]. Цикл статей, опубликованных Т.Донованом, побудил геофизиков всего мира к применению аэромагнитной съемки для поисков месторождений нефти и газа. В нашей стране этими вопросами в течение длительного времени занимались В.М.Березкин с коллегами [3,4], а также группа Санкт-Петербургских геофизиков во главе с В.Г.Мавричевым [6]. Последними введен в обиход неудачный, по нашему мнению, термин «аномалия типа залежь» (АТЗ), который, однако, получил достаточно широкое распространение. В настоящее время поиски локальных магнитных аномалий, связанных с измененными под влиянием мигрирующих углеводородов осадочными породами, широко ведутся во всем мире. Природа вторичных изменений продолжает изучаться, и с основными достижениями в этой области можно познакомиться, в частности, по известному обзору Д.Шумахера [9].

Большинство геофизиков во всем мире при интерпретации аэромагнитных данных применительно к поискам месторождений углеводородов используют 2D-технологии и

ограничиваются анализом профильной (маршрутной) информации, собирая полученные результаты на общий план. За рубежом наиболее популярна технология, разработанная Р.Футом и получившая название SRM/MBS [8]. Эти аббревиатуры соответственно означают «Sedimentary Residual Magnetic» (SRM), что может быть переведено как «остаточные магнитные поля от осадков», и «Magnetic Bright Spot» (MBS), то есть «магнитное яркое пятно» - аллюзия к известной сейсмической технологии. Компания Geoscience & Technology, реализующая эту 2D-технологию, характеризует ее эффективность следующим образом:

аномалии MBS наблюдаются на 56 % открытых месторождений;

97% выявленных аномалий MBS ассоциируются с месторождениями;

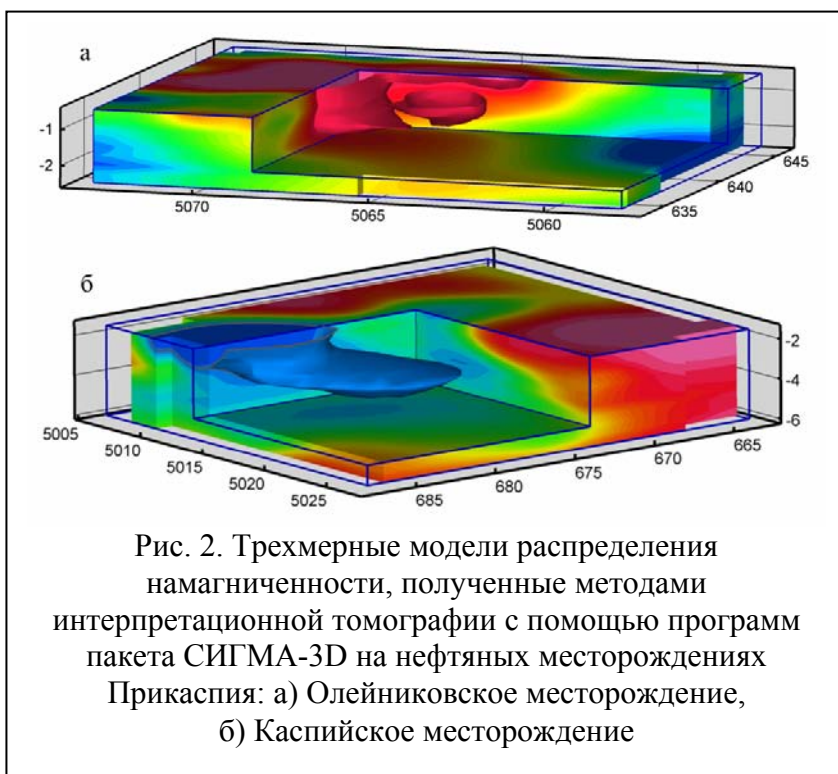
привлечение технологии SRM/MBS более чем вдвое повышает эффективность поисков.

Отечественные геофизики для изучения локальных аномалий (АТЗ) также используют 2D-технологию, известную как СПАН (спектрально-пространственный анализ данных).

Пакет программ СИГМА-3D предоставляет интерпретаторам возможности трехмерного анализа аномалий рассматриваемого типа, что ведет к еще большему возрастанию эффективности поискового комплекса. Одной из таких возможностей, предоставляемых программой DVOP, является так называемая интерпретационная томография (от греческих слов tomos - ломоть, часть, слой и grapho - пишу, черчу, рисую), которая представляет собой систему исследования по гравитационному либо магнитному полю геологических структур, позволяющую получать их послойное отображение [2]. К настоящему времени в этом направлении сложились несколько подходов, предложенных разными исследователями (хотя и не все они в своих публикациях явно относят предмет своих исследований именно к томографии), и их можно подразделить на две группы: аппроксимационную и фильтрационную. В пакете СИГМА-3D реализованы оба этих подхода.

На рис. 2 представлены трехмерные модели распределения намагниченности, полученные средствами интерпретационной томографии для двух нефтяных месторождений, расположенных на северо-западе Прикаспия – Олейниковском и Каспийском. Эти модели изображены в виде блок-диаграмм с фрагментами изоповерхностей намагниченности измененных пород. Рисунок демонстрирует, что на Олейниковском месторождении вторичные изменения осадочных пород под влиянием углеводородов привели к локальному повышению намагниченности, тогда как на Каспийском месторождении – к уменьшению. Характер изменений определяется преимущественно составом тех осадочных пород, которые изменяются под влиянием углеводородов, и может быть весьма разнообразным [9].

С целью выявления возможных каналов миграции углеводородов может быть выполнено специальное моделирование аномального магнитного поля методами аппроксимационной интерпретационной томографии в дифференциальном варианте. Суть технологии моделирования заключается в последовательном подборе магнитного поля с помощью программы REIST на смежные горизонты, отстоящие друг от друга, например, на 1000 м, и последующем синтезе



объемной модели по разностям распределения намагниченностей между горизонтами. Вычисленная разность при этом относится к середине анализируемого слоя. Пример результатов такого моделирования в пределах одной из поисковых площадей в Ростовской области представлен на рис. 3 в виде вертикальных разрезов эффективной намагниченности меридионального и широтного направления в интервале глубин $-1.5 \text{ км} \div -4.5 \text{ км}$. Из рисунка отчетливо видно, что аномальные зоны, похожие на вертикальные каналы миграции, отчетливо наблюдаются в центральной части площади, в контурах зоны северо-западного простирания.

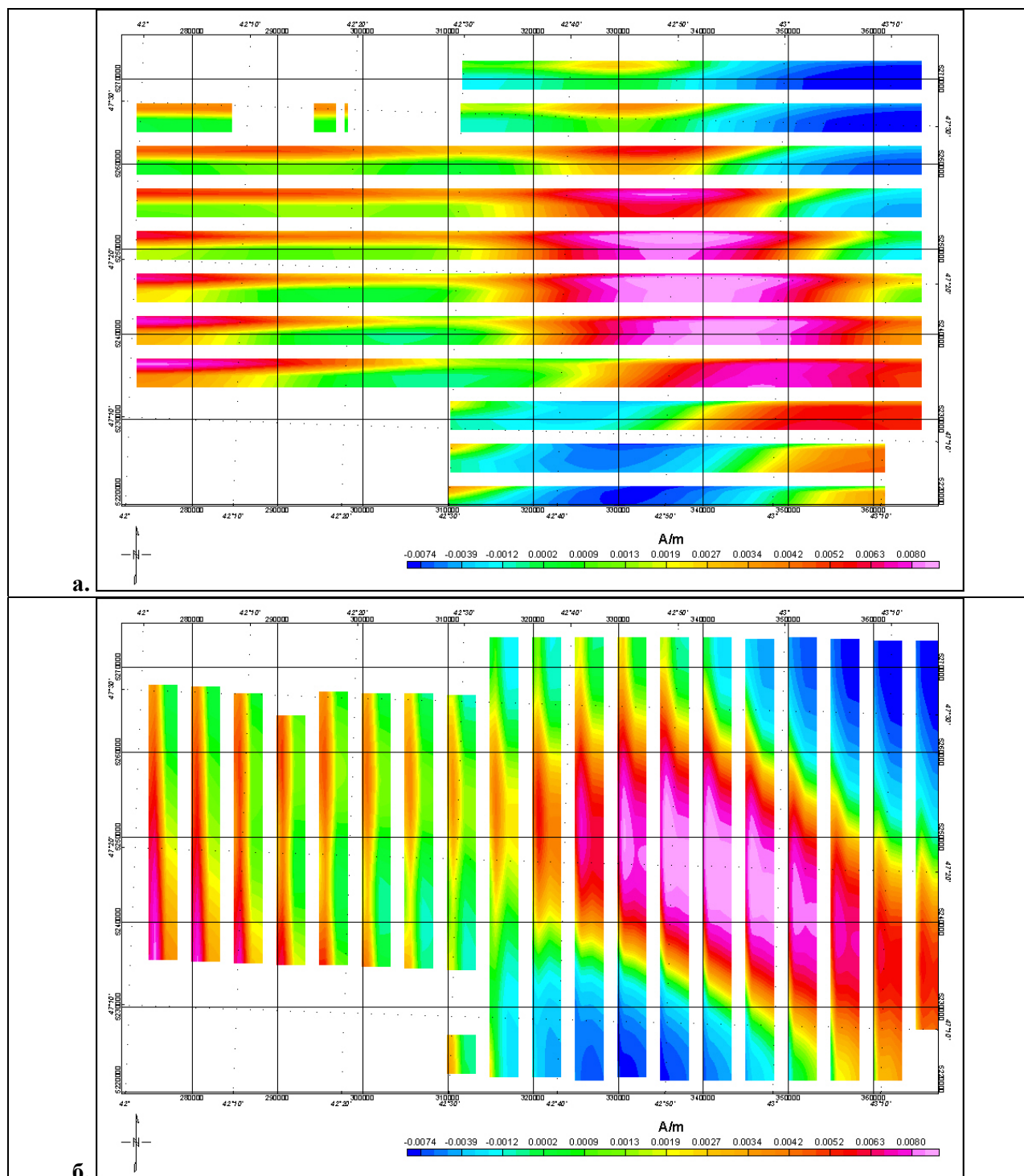
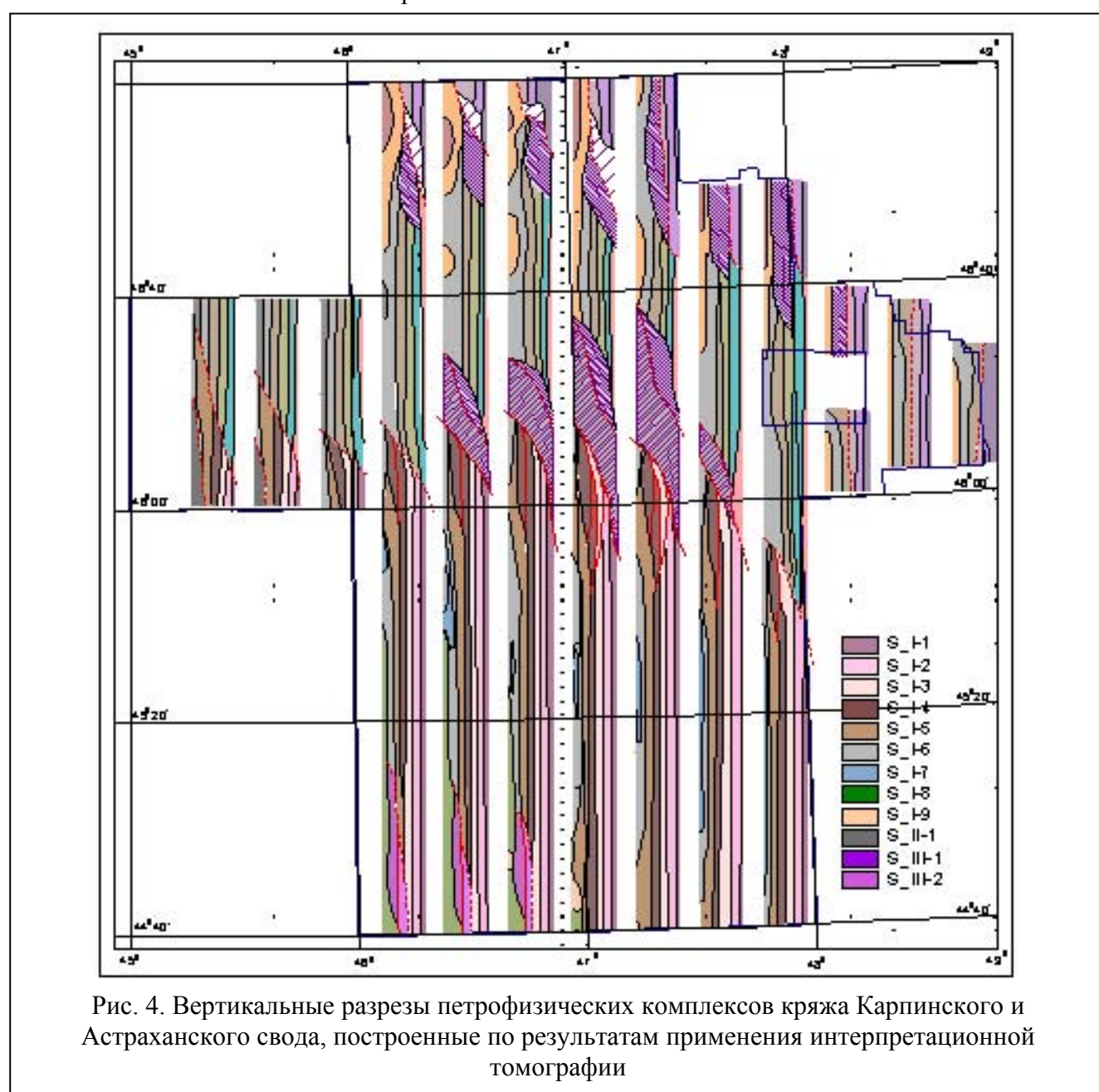
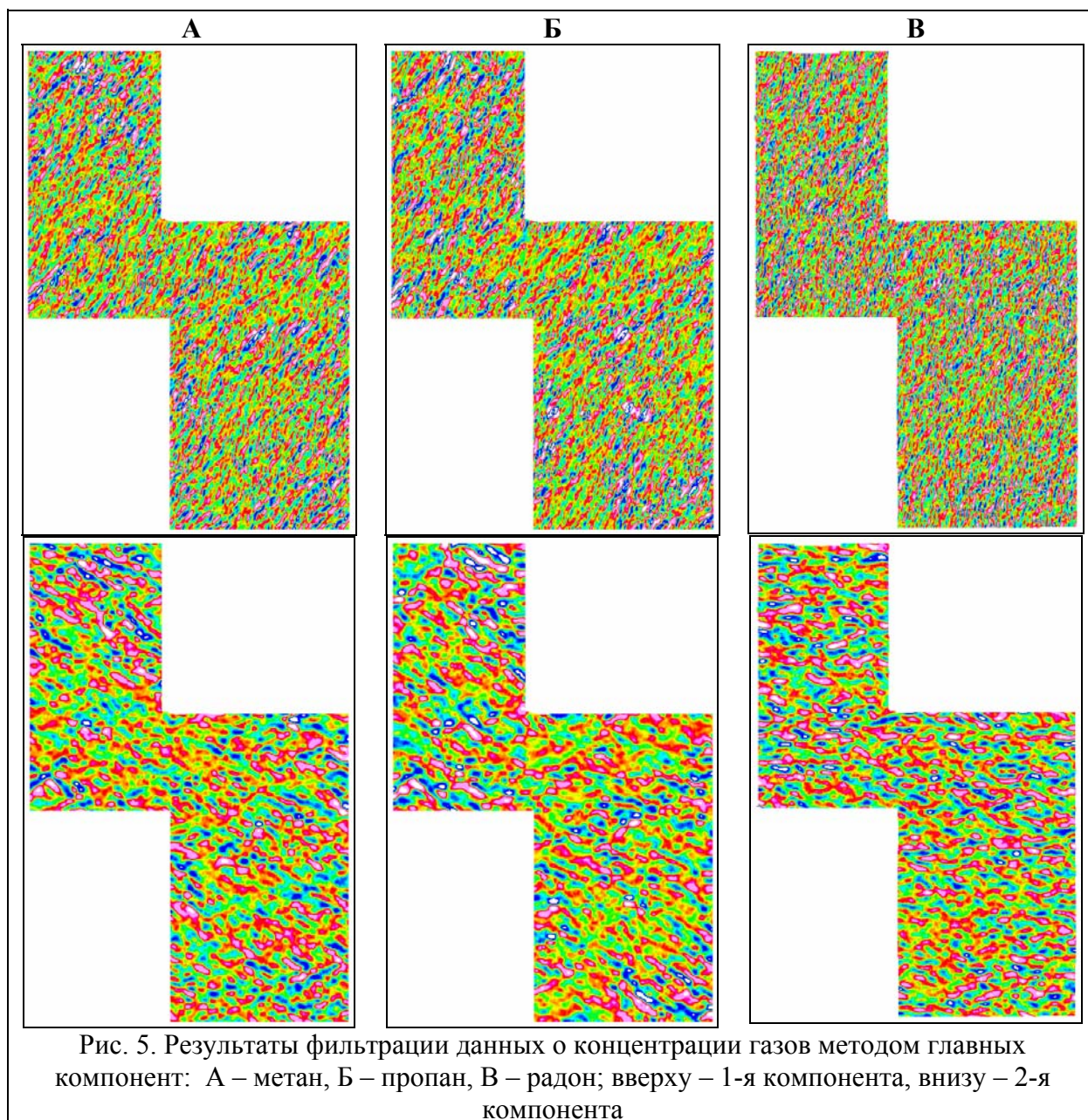


Рис. 3. Широтные (а) и меридиональные (б) разрезы эффективной намагниченности трехмерной модели, полученной на одной из площадей в Ростовской области с помощью аппроксимационной интерпретационной томографии в дифференциальном варианте: слой от -1.5 до -4.5 км , у меридиональных разрезов верх - слева

Получаемые по данным аэрогеофизики методами интерпретационной томографии объемные модели дают возможность геологам решать достаточно тонкие задачи. Так в Прикаспии - в районе кряжа Карпинского - на основе анализа результатов объемного моделирования плотностных и магнитных свойств удалось расчленить толщи складчатого палеозоя на ряд вещественных комплексов (рис. 4). Провести их конкретную литологическую и стратиграфическую привязку пока не удалось в связи с отсутствием априорных буровых данных, однако по результатам моделирования оказалось возможным расшифровать их внутреннюю структуру. Судя по всему, они образуют пакет тектонических покровов, погружающихся в южном и воздымающихся в северном направлении. Число таких покровов в разных частях кряжа 3–4, мощность каждого из них составляет первые километры. Внешний край покровно-складчатого сооружения, намеченного по данным аэрогеофизики, хорошо совпадает с его проложением по результатам бурения. Эти результаты также коррелируют с поступающими в последние годы данными изучения складчатого палеозоя глубокими буровыми скважинами, пробуренными в восточных частях кряжа Карпинского. Они вскрыли ряд наложенных друг на друга тектонических покровов, разделенных поверхностями надвигов, полого наклоненных в южном направлении.



Примечательно, что откартированные по данным интерпретационной томографии тектонические покровы перекрывают на расстояние до 70 км южный склон Астраханского свода вместе с его девонско-каменноугольным осадочным чехлом. Эти сведения позволяют прогнозировать возможность существования в районах южнее г. Астрахани поднадвиговых залежей газа и конденсата, погребенных под шарьяжами складчатого палеозоя. Для уточнения конфигурации подошвы надвига и глубины погружения потенциально нефтегазоносных толщ, видимо, необходимы более детальные гравимагнитные и сейсмические работы.



Одной из важных задач, возникающих при поисках нефтегазовых месторождений, является картирование разрывной тектоники в осадочном чехле. Понятно, что ни существование подходящей структуры, ни выявление следов миграции углеводородов в нее не могут гарантировать наличия месторождения. Если в пределах обнаруженной структуры прослеживается множество разрывных нарушений, то, скорее всего, нефть и газ в этой структуре не сохранились.

Решение этой задачи целесообразно выполнять на основе линеamentного анализа структуры остаточного магнитного поля посредством, например, его фильтрации методом главных компонент. Однако, при наличии данных газовой аэросъемки или аэрогамма-

спектрометрии возможно решение этой задачи на основе анализа особенностей распределения газовых компонент с использованием той же технологии. Основания для этого следующие. Общеизвестно, что радиоактивный газ радон связан с глубинными источниками и поступает в атмосферу по ослабленным зонам, в первую очередь, разрывным нарушениям, проницаемым для газа в момент его образования. Летучие углеводороды – пропан и метан, генетически связанные с залежами нефти и газа, должны поступать в атмосферу по тем же каналам. Следовательно, их комплексный линейный анализ может позволить, во-первых, выполнить картирование системы тектонических нарушений в осадочном чехле, а, во-вторых, классифицировать выделенные разломы на живущие, по которым может продолжаться поступление флюидов, и залеченные, вдоль которых этот эффект не наблюдается. Пример фильтрации методом главных компонент данных газовой аэросъемки совместно с данными о распределении локальной составляющей радона приводится на рис. 5. Обращает на себя внимание заметное сходство результатов фильтрации, полученных с разными газовыми составляющими. Необходимо отметить, что данные аэрогамма-спектрометрии могут также использоваться для обнаружения ореолов изменений приповерхностных пород мигрирующими углеводородами.

Привлечение к моделированию данных детальной и высокоточной гравиразведки может существенно повысить эффективность интерпретации применительно к изучению строения осадочного чехла. Отметим при этом, что достаточно традиционное применение при моделировании чехла только гравиразведки в комплексе с сейсморазведкой – без учета данных магниторазведки – обычно приводит к тому, что влияния плотностных неоднородностей в фундаменте начинают «выметать» в осадочный чехол. В результате модель плотностного строения осадочного чехла становится настолько искаженной, что вычисленное поле от нее начинает сильно коррелировать с магнитным полем, основные источники которого явно находятся именно в фундаменте. Дополнение сейсмогравиметрического комплекса магниторазведкой позволяет избежать практически неизбежного и неадекватного «выметания» и, следовательно, избавиться от типичной для геофизиков ошибки.

Таким образом, интерпретация данных современных аэрогеофизических съемок дает возможность решать разнообразные задачи нефтегазовой геологии и тем самым повышать общую эффективность поискового комплекса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Трусков А.А. Изучение строения кристаллического основания платформенных областей по данным магниторазведки и гравиразведки // Геофизика. 2003. № 6. с. 55-58.
2. Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Трусков А.А. Интерпретационная томография по данным гравиразведки и магниторазведки в пакете программ «СИГМА-3D» // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: материалы 31-й сессии международного семинара им. Д.Г.Успенского. М: ОИФЗ РАН. 2004. с. 11.
3. Березкин В.М., Лощаков А.М., Николаев М.И. Применение магниторазведки для поисков месторождений нефти и газа // Прикладная геофизика. 1982. Вып. 103. с. 128-136.
4. Березкин В.М., Будагов А.Г., Филатов В.Г. и др. Аэромагниторазведка в геолого-разведочном процессе на нефть и газ // Геология нефти и газа. 1993. № 10. с. 26-30.
5. Блох Ю.И. Обнаружение и разделение гравитационных и магнитных аномалий. М: Издательство МГГА. 1995. 80 с.
6. Куликов Г.Н., Мавричев В.Г. Аэромагниторазведка на нефть и газ // Геофизика. 1995. № 2. с. 37-42.
7. Donovan T.J., Forgey R.J., Roberts A.A. Aeromagnetic detection of diagenetic magnetite over oil fields // AAPG Bulletin. 1979. v. 63, p. 245-248.
8. Foote R.S. Relationship of near-surface magnetic anomalies to oil- and gas-producing areas // AAPG Memoir 66: Hydrocarbon migration and its nearsurface expression. 1996. p. 111-126.

9. Schumacher D. Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments // AAPG Memoir 66: Hydrocarbon migration and its nearsurface expression. 1996. p. 71–89.