

## ПРОЯВЛЕНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИИ БЕРИНГОВА МОРЯ В ПРИЗЕМНЫХ МАГНИТНЫХ АНОМАЛИЯХ И АНОМАЛИЯХ СПУТНИКА ЧАМП

Представлены результаты изучения глубинного строения зон нефтегазогенерации Берингова моря по аэромагнитным и спутниковым магнитометрическим данным. В 2003 г. на нефтегазоперспективных зонах Камчатского шельфа Берингова моря, на участках Ильпинский, Олоторский I и Олоторский II выполнены профильные сейсмические исследования и площадная аэрогравимагнитная съемка масштаба 1 : 200 000. Опорные маршруты совмещены с сейморазведочными профилями. Средняя высота съёмки для всей площади 300 м. Осуществлены геологическое моделирование систем осадочных бассейнов, возрастная привязка, оценка мощностей и формационная характеристика слагающих разрезы литолого-стратиграфических комплексов. По аэромагнитным данным построены геомагнитные глубинные разрезы, пересекающие основные зоны возможного нефтегазоаккумуляции. Получено распределение намагниченности в интервале развития потенциально продуктивных песчаных пластов на глубинах от 1 до 5 км. Наиболее перспективные зоны нефтегазоаккумуляции выделены в Олоторском и Ильпинском осадочных бассейнах.

Ключевые слова: *аэромагнитная съёмка, нефтегазоносность, нефтегенерация, геомагнитное моделирование.*

Bering Sea oil-and-gas bearing province occupies a single sedimentary megabasin of the Bering Sea, the formation of which is caused by stage of the Alpine geodynamic development cycle of the Pacific mobile belt. At present, the geological-geophysical exploration maturity of the Bering Sea with respect to oil-gasbearing forecast is at the level of regional study stage. In 2003, an additional study of oil-gas prospective zones of the Kamchatka Shelf of the Bering Sea was carried out. In the course of works, profile seismic studies and airborne gravity-magnetic survey at 1:200,000 scale were made at three territories: Ppinsky, Olyutorsky I, and Olyutorsky II. Average survey elevation for the whole area is 300 meters. Geological modeling of sedimentary basin systems was made for this area. Age correlation, thickness estimation and formational characteristics of litho-stratigraphic complexes building up sections are carried out. Geomagnetic deep sections transecting main zones of prospective oil-gas accumulation to airborne magnetic data. Distribution of magnetization in the development interval of potentially productive sandy strata at depths from 1 to 5 km is obtained. The most prospective zones of possible oil-gas accumulation are distinguished in the Olyutorsky and Ppinsky sedimentary basins.

Keywords: *aeromagnetic survey, oil-gasbearing, oil-generation, geomagnetic modeling.*

Дальневосточный регион Российской Федерации (ДВ РФ) занимает огромную территорию от южных границ РФ с Китаем до Ледовитого океана на севере. В него входят Магаданская и Сахалинская области, Хабаровский и Приморский края, Амурская область и прилегающие акватории Охотского, Берингова, Японского морей и Тихого океана. Большое значение для экономического развития отдельных районов региона имеет наличие собственной топливно-энергетической базы. Пока добыча нефти и газа осуществляется только в Сахалинской области, которая производит лишь 12% промышленной продукции всего ДВ РФ. Частично решение топливно-энергетической проблемы возможно за счет освоения потенциальных ресурсов нефти и газа на территории других регионов и в первую очередь Камчатской и Магаданской областей.

Особое внимание в последние годы уделяется изучению прибрежной шельфовой зоны ДВ РФ. Почти все геолого-геофизические данные, полученные за последние 30 лет исследований Дальневосточных морей России, относятся к участкам шельфа на глубине более 25–30 м. Прибрежно-мелководная зона остаётся слабоизученной. На различных участках шельфа ширина этих зон колеблется от 4 до 20 км и

более. Привлекательность прибрежных зон объясняется прежде всего тем, что современный уровень развития технологии бурения и нефтедобычи делает экономически эффективной разработку там даже небольших месторождений. Возможность круглогодичного бурения с берега наклонно-направленных скважин позволяет сократить сроки ввода месторождений в эксплуатацию и существенно снизить уровень затрат. Разработка месторождений с берега может вестись в течение всего года и вне зависимости от сроков навигации. Существенно снижается уровень экологических рисков. Вероятность техногенного воздействия на акватории минимальна.

В геологоразведочном процессе наметились два подхода в получении информации о залежах нефти и газа.

При первом для выбора перспективных площадей собирается информация по структурно-тектоническому и геологическому строению региона, выполняется высокоточная аэромагнитная съемка, по результатам интерпретации которой намечаются участки для подготовки площадей под сейморазведочные работы и поисково-разведочное бурение на нефть. Этот подход наиболее распространен в нашей стране.

Второй подход получения достаточно представительной информации о залежах углеводородов (УВ) основан на результатах спутниковых, аэрогеофизических и наземных измерений, которые затем используются для подготовки участков под конкретные сейсморазведочные работы или для физико-геологического обеспечения сейсморазведки как основного геофизического метода поисков залежей нефти и газа. Этот подход наиболее распространен за рубежом (например, в США). Он предназначен прежде всего для исключения бесперспективных в нефтегазоносном отношении участков при последующем изучении их современной дорогостоящей сейсморазведкой и бурением. Как показывает зарубежный опыт, в настоящее время он более эффективен, чем первый и обеспечивает, в частности, повышение коэффициента успешности ( $K_{\text{у}}$ ), что дает большую уверенность в получении информации о залежах нефти и газа и уменьшении экономического риска. В России  $K_{\text{у}}$  открытия месторождений с использованием комплексных геофизических исследований составляет около 30%.

Открытие нескольких месторождений нефти и газа в Анадырской впадине, в Наваринском и Хатырском прогибах доказывает перспективность этого региона Берингова моря. Однако южная часть шельфа Берингова моря, примыкающая к Хатырскому нефтегазоносному бассейну, требовала доизучения нефтегазоперспективных зон Камчатского шельфа Берингова моря и, в частности,

Ильпинского и Олюторского осадочных бассейнов. В 2003 г. на этих участках выполнена аэрогравимагнитная съемка масштаба 1 : 200 000 в объеме 30 000 км<sup>2</sup>. Общая протяженность профилей составила 17 800 пог. км. Полевые работы проведены 18.10–12.11.2003 г. Аэрогравимагнитная съёмка на самолете Ан-30Д произведена лабораторией аэрометодов ФГУ НПП «Геологоразведка». Обработка материалов аэромагнитной съемки проводилась там же и во ВСЕГЕИ. Средняя высота съёмки для всей площади 300 м. Площадь заснята аэрогравимагнитной съёмкой по системе прямолинейных маршрутов северо-западного направления с интервалом между ними 2000 м со сгущением сети маршрутов на уч. Олюторский до 1000 м (рис. 1). Для увязки аномального магнитного поля и оценки погрешности съемки выполнены диагональные, секущие и опорные маршруты. Вдоль протяженных опорных профилей проведена повысотная съемка, совмещённая с местоположением сейсморазведочных профилей, согласованных с ОАО «Дальморнефтегеофизика». На шельфе, прилегающем к Корякскому АО, пройдено 1820 пог. км сейсмопрофилей (рис. 2) и выявлено около 20 объектов, перспективных на проведение поисково-разведочных работ без глубокого бурения. Для этого района ОАО «Дальморнефтегеофизика» на основе сейсмических исследований выполнено геологическое моделирование систем осадочных бассейнов. Это позволило осуществить оценку площади на пер-

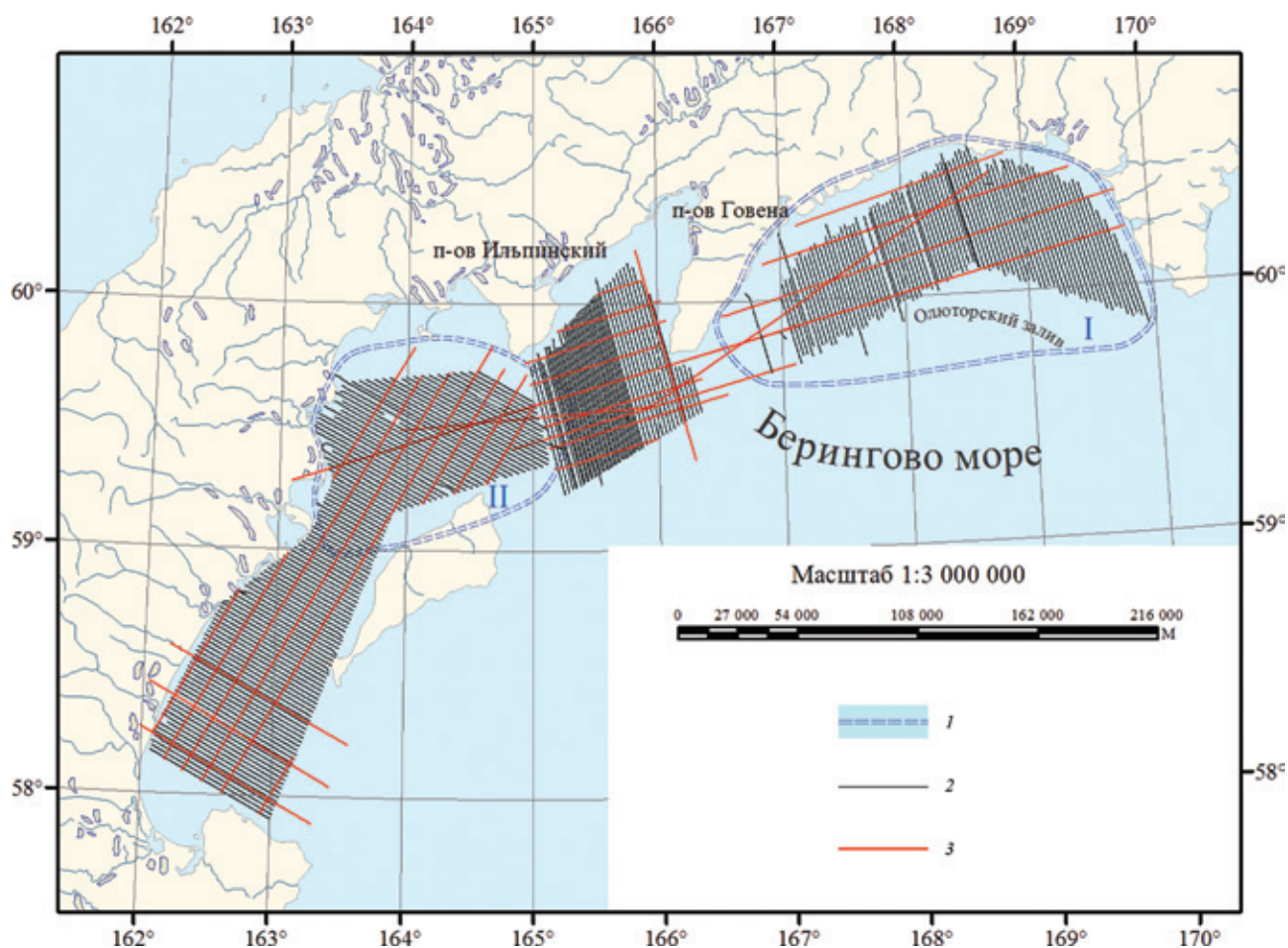


Рис. 1. Схема профилей аэрогравимагнитной съемки масштаба 1 : 200 000, проведённой в западной части Берингова моря 1 – контуры съемки участков Олюторский (I) и Ильпинский (II); 2 – положение профилей рядовой съемки; 3 – положение опорных и увязочных профилей

спективность нефтегазогенерации, построить схему изолиний «масштабов нефтегазообразования» и составить прогнозную схему нефтегеологического районирования по этому критерию. Специалистами ОАО «Дальморнефтегеофизика» сделана оценка нефтематеринского потенциала толщ палеогенового и раннемиоценового возрастов.

По результатам аэромагнитной съёмки 2003 г. во ВСЕГЕИ созданы цифровые карты графиков аномального магнитного поля (АМП) и изолиний АМП масштаба 1 : 200 000 и проведена предварительная интерпретация данных [27–29]. Сводная цифровая карта АМП в изолиниях построена в масштабе 1 : 1 000 000 (рис. 2). По цифровой карте вычислены локальная и региональная составляющие АМП, рассчитаны другие трансформанты.

Прогнозирование нефтегазоносности в геолого-геофизическом отношении основывается на обнаружении определенных геофизических эффектов, обуславливаемых непосредственно нефтегазовыми залежами, а также другими геологическими факторами, связанными с процессом нефтегазогенерации и воздействием углеводородных флюидов вдоль пути их миграции. Накопленный материал свидетельствует о том, что нефтегазовая залежь отличается по физическим свойствам (плотностным, акустическим, магнитным) от окружающих пород, и прежде всего от водоносных коллекторов, в которых она находится. Возникающие вследствие этого аномалии геофизических полей регистрируются

геофизической аппаратурой. Кроме того, за счет миграции углеводородов (УВ) в породах над залежью образуются вторичный пирит, магнетит и др., создающие определенные геофизические аномалии [6, 9–12, 24]. Выходя на поверхность, УВ изменяют цвет и состав почвы и растительности, а также создают аномальную обстановку в прилегающем воздушном слое. Эти особенности также фиксируются современной спутниковой, геохимической и другой аппаратурой.

Исследование геомагнитного поля нефтегазоносных бассейнов имеет свою специфику, так как объект – залежь УВ – сам по себе не создает магнитных аномалий. Для картирования слабомагнитных и немагнитных толщ применен метод спектрально-пространственного анализа (СПАН) [17–19, 22, 32].

В основе метода лежит последовательная линейная фильтрация спектра исходного поля с обратным преобразованием полученного набора спектров в интересующем диапазоне периодов магнитных аномалий. Спектрально-пространственное представление геомагнитного поля с помощью СПАН преобразуется в глубинный геомагнитный разрез. Конвертация проводится с помощью программного модуля, использующего зависимость параметров спектральной структуры аномального магнитного поля от глубины залегания магнитовозмущающих образований.

Результаты СПАН вдоль геомагнитного профиля представляются в виде матрицы, позволяющей

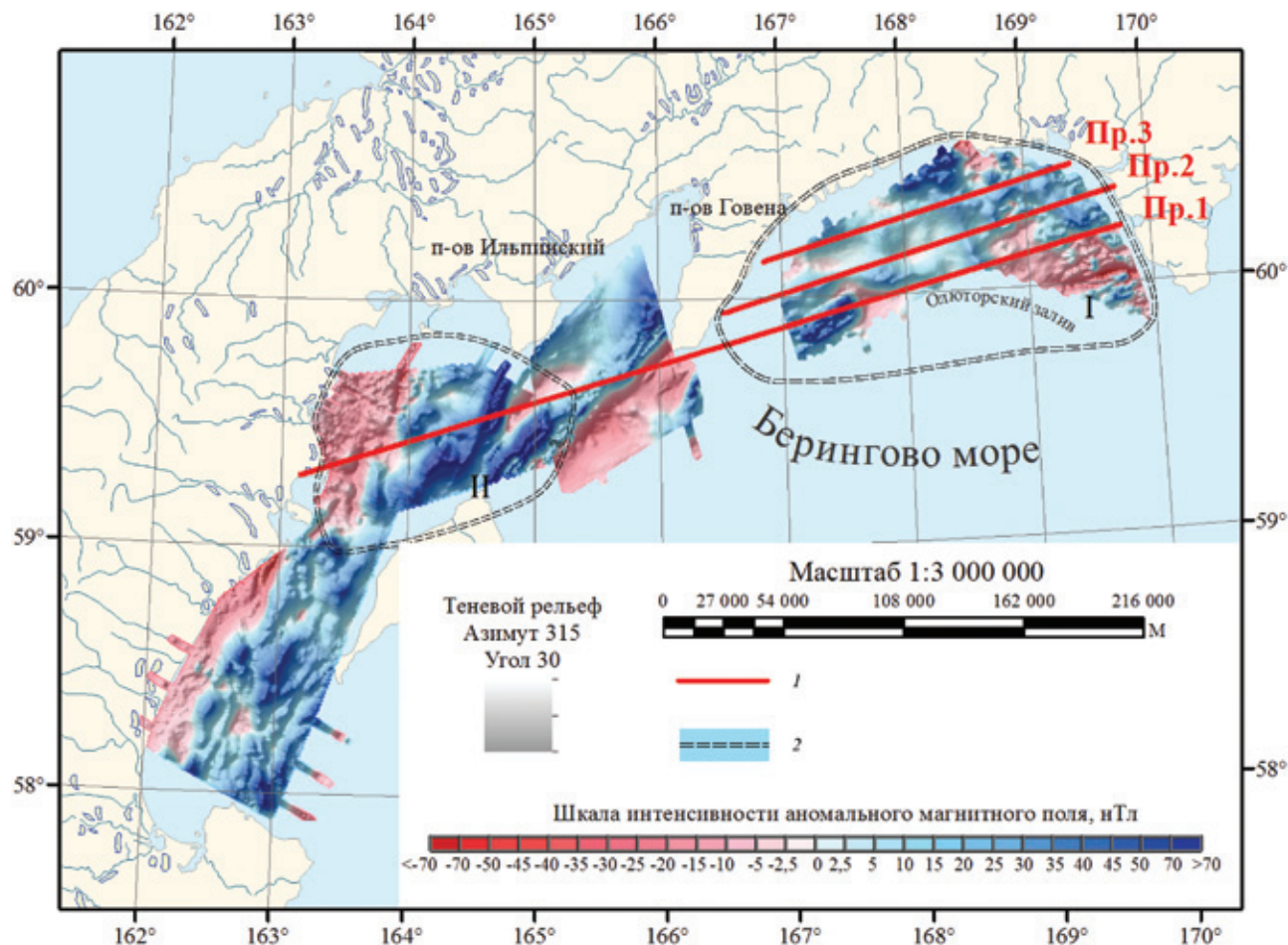


Рис. 2. Карта аномального магнитного поля Камчатского шельфа западной части Берингова моря  
1 – положение расчетных профилей; 2 – контуры съемки участков Олюторский (I) и Ильпинский (II)

детально исследовать структуру аномального магнитного поля, в том числе аномалий, создаваемых слабомагнитными и немагнитными комплексами пород осадочного чехла и фундамента. На геомагнитном разрезе аномалии от магнитных геологических образований, проявляющиеся в виде областей максимумов на соответствующих участках профиля, создают маркирующие горизонты, что позволяет провести их литолого-стратиграфическую идентификацию, а также оценить мощность и глубину залегания комплексов, разных по магнитным свойствам. Геомагнитный разрез отражает информацию, содержащуюся в магнитных аномалиях, обусловленных как вещественным составом, так и физическим состоянием пород (РТ условия). СПАН позволяет получить количественную оценку распределения намагниченности в пределах геомагнитного разреза в относительных единицах с погрешностью 10% [17–19, 32]. Сопутствующая залежам УВ литологическая дифференциация пород над ловушками находит прямое отражение в тонкой структуре магнитного поля и усиливает общий аномальный эффект от залежи. Благодаря этому по геомагнитному разрезу можно проследить пути миграции флюидизированных потоков, оценить латеральную и вертикальную неоднородность нефтегазоносных зон.

Местоположение магнитных и слабомагнитных образований на геомагнитных разрезах сопоставляется с маркирующими границами сейсмогеологических и проводящими слоями геоэлектрических разрезов. Это позволяет прослеживать особенности размещения магнитных разностей пород в геологическом разрезе, выявлять их стратиграфическую приуроченность, выделять слои флюидоупоров, намечать контуры залежи и устанавливать неоднородности внутреннего строения зон нефтегазообразования [23, 26, 31].

В результате обработки по этой методике материалов высокоточной аэромагнитной съемки над известными месторождениями нефти и газа выявлен ряд особенностей, характерных для нефтегазоносных зон. На примере Северного и Средиземного морей была показана приуроченность немагнитных ареалов к верхним горизонтам осадочного чехла и к контурам, отражающим основную залежь месторождений. Кроме того, при исследовании спектральной структуры аномального магнитного поля по профилям, выходящим за пределы нефтегазоносных бассейнов, обнаруживаются специфические признаки [2] в строении земной коры таких зон [5, 12–14, 20–22, 31]: антиклинорное строение нижнекорковых поверхностей, сокращение мощности земной коры, в целом понижение кровли фундамента, повышенный флюидный и тепловой потоки. Один из наиболее значимых индикаторов условий нефтегазообразования – наличие на глубине около 10 км слоя с пониженной скоростью сейсмических волн и с пониженным электрическим сопротивлением [1, 2].

Как показали исследования геомагнитных данных на нефтегазоносных зонах Средиземного и Северного морей, слой обладает и пониженными магнитными свойствами [15, 23, 31]. Это свидетельствует о том, что очаги генерации УВ связаны с зонами разуплотнения земной коры, сопровождающимися максимумами градиента скорости новейших тектонических движений и характеризующимися, как правило, слабомагнитными свойствами.

Таким образом, близгоризонтальные слабомагнитные слои в средней части коры ассоциируются с областями пониженных значений сейсмической скорости, плотности и повышенной электропроводности. По совокупности признаков выделенные структуры представляют собой слои, реологически ослабленные процессами дилатансии в коровых волноводах [2, 4, 5, 23]. Эти зоны связывают с процессами динамотермального метаморфизма пород. Они играют важную роль при транспорте флюида к поверхности, отражающемся в характере геотермического поля в виде повышенных значений теплового потока. Наличие основных элементов флюидной системы в виде ослабленных зон и флюидопроводящих каналов может служить важным условием возобновляемости углеводородных ресурсов.

Каналы, исходящие от реологически ослабленных слоев, обеспечивают возникновение нефтегазовых месторождений осадочного чехла из глубин фундамента. Формирование месторождений происходит за счет восходящей миграции углеводородных флюидов через разломы, секущие кристаллический фундамент и нижние горизонты осадочного чехла. Эта концепция подтверждена на известных месторождениях – супергигантском Ромашкинском в Татарстане и Куюмбинско-Юрубчено-Тохомском ареале нефтегазоаккумуляции в Восточной Сибири [7, 25]. На примере этих месторождений выявлена доминирующая роль восходящей миграции нефти. На геомагнитных разрезах через эти месторождения, а также через крупные месторождения Северного и Средиземного морей в фундаменте и чехле прослеживаются пути миграции флюидизированных потоков в виде ослабленных слабомагнитных зон средней коры с глубины 8–13 км к ловушкам в осадочной толще [20, 21, 23, 31].

Для аналогичного комплексного подхода к прогнозным зонам нефтегазоносности Камчатского шельфа Берингова моря, рассчитанным на основе сейсмических данных и по материалам аэромагнитной съемки для трех участков (Ильпинский, Олюторский I и Олюторский II), построены геомагнитные глубинные разрезы и схемы распределения намагниченности и плотности для площадных поглубинных срезов осадочного чехла.

Ильпинский участок на карте аномального магнитного поля (рис. 2) характеризуется в основном слабодифференцированными отрицательными аномалиями северо-восточного простирания [3, 8]. Верхние кромки магнитоактивных образований распределяются в интервале от 3 до 7 км. Места максимальных погружений кромки отмечены в центральной части аномальной зоны. Генеральная направленность аномальных зон магнитного поля в Олюторском бассейне северо-восточная (рис. 2), однако есть и изометричные аномалии, оси которых подчиняются основной направленности. Наибольшие градиенты АМП приурочены к западной зоне в районе примыкания к Говенско-Пахачинской зоне. Верхние кромки магнитных образований приурочены к глубинам 1,5–6 км [27–29].

Геомагнитные разрезы построены по опорным и рядовым маршрутам, пересекающим основные зоны возможного нефтегазоаккумуляции с ловушками структурного и структурно-стратиграфического типов [16]. Предполагаемые коллекторы, полученные по сейсмическим данным, проявились слабомагнитными линзами на фоне магнитных вмес-

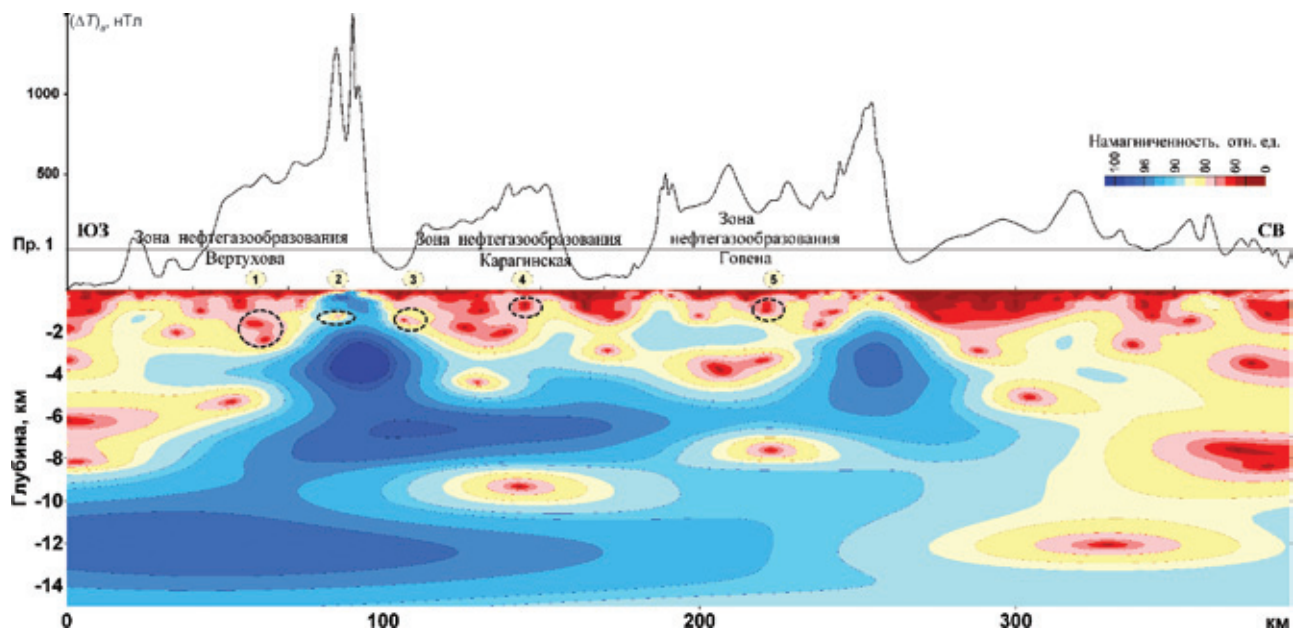


Рис. 3. Геомагнитный разрез (пр. 1) через зону нефтегазообразования Ильпинского осадочного бассейна Берингова моря Ловушки (в пунктирных овалах): 1 – Южно-Вертуховская, 2 – Вертуховская, 3 – Карагинская, 4 – Северо-Карагинская, 5 – Гытхынская

щающих образований. Положение этих ловушек отмечено пунктирными овалами (рис. 3, 4). Наиболее интересные зоны возможного нефтегазонакопления выделены в Олюторском и Ильпинском осадочных бассейнах.

На рис. 2 представлена сеть опорных маршрутов, залётанных для увязки рядовых измерений. Красными линиями показаны профили, по которым проведён спектрально-пространственный анализ и построены глубинные геомагнитные разрезы (рис. 3, 4). Глубинный геомагнитный разрез по наиболее протяженному профилю 1 отражает характер распределения магнитных неоднородностей в интервале глубин от 0,3 до 15 км (рис. 3). Профиль 1 пересекает три зоны нефтегазообразования Ильпинского осадочного бассейна: Вертухова (ловушки Южно-Вертуховская, Вертуховская), Карагинскую (ловушки Карагинская, Северо-Карагинская), Говена (Гытхынская ловушка), выделенные по сейсмическим данным.

Наши исследования показали, что все три зоны нефтегазообразования отчетливо выражены в геомагнитном разрезе в интервале глубин от 1 до 4 км в виде слоистых слабомагнитных образований флюидопоров и немагнитных (слабомагнитных) линз. Эти зоны нефтегазообразования прослеживаются от земной поверхности до глубины 8–9 км (рис. 3).

Северо-восточная часть пр. 1 пересекает южное продолжение обширной области нефтегазообразования Лаврова Олюторского осадочного бассейна (рис. 2), которая приурочена к близвертикальной проницаемой зоне с мощными немагнитными линзами на глубинах 8–10 и 13–14 км. Профили 2 и 3, последовательно к северу пересекающие область нефтегазообразования Лаврова, позволили получить пространственное представление об особенностях ее внутреннего строения. Возможно, что область нефтегазообразования Лаврова целиком расположена в зоне развития мощного глубинного канала флюидизированной проработки, идущего

с глубины 13–14 км и расходящегося с глубины 4–5 км на отдельные каналы (рис. 3). Такой подводящий канал может обеспечить долговременную подпитку месторождений осадочного чехла из глубин фундамента.

Для уточнения изменения характера распределения намагниченности пород по аэрогравиметрическим материалам выполнены расчеты СПАН по аномалиям силы тяжести. В интервале развития потенциально продуктивных песчаных пластов по аномалиям магнитного и гравитационного поля были выполнены двумерные расчеты для уровней срезов глубин  $h = -2, -3, -4$  и  $-5$  км. На площадном срезе по глубине 4 км по участкам пониженной плотности и намагниченности выделена центральная часть подводящего канала. Участки сечений расходящихся струй, часть которых на глубине 1–3 км проходит через немагнитные линзы предполагаемых ловушек, выделяются на площади ареалами пониженной плотности и намагниченности.

На основе построенных глубинных разрезов и двумерных расчетов намечены дополнительные участки, перспективные для постановки поисково-разведочных работ. Они проявились в виде немагнитных ареалов пониженной плотности и магнитности. На пр. 1 такой участок расположен в зоне нефтегазообразования Говена (юго-западный шельф п-ова Говена), где на глубине 3–5 км выявлена большая линза предполагаемого коллектора, имеющая пониженную плотность и намагниченность (рис. 3). В северо-восточной части пр. 1 линзы пониженной плотности и магнитности обнаружены на глубине 2 и 3 км. Они расположены над мощной проницаемой зоной, прослеживающейся в интервале глубин от 6 до 13 км на южном продолжении области нефтегазообразования Лаврова (рис. 3–4).

На геомагнитном разрезе 3 (рис. 4) к западу и востоку от ловушки Пахачинская и восточнее ловушки Лаврова также выделены дополнительные участки, перспективные для постановки геолого-разведочных работ.

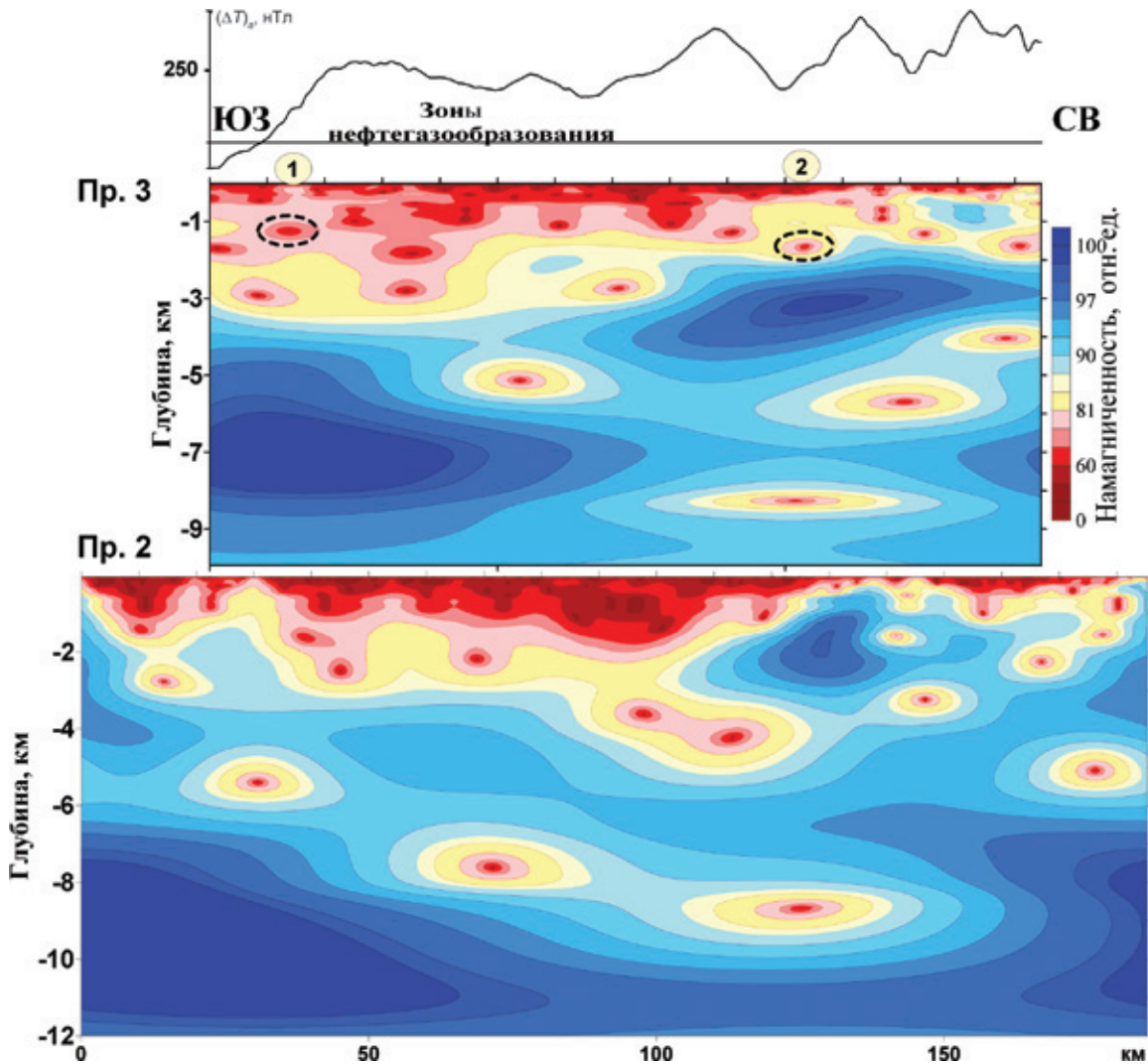


Рис. 4. Геомагнитный разрез (пр. 2) через зону нефтегазообразования Лаврова и ловушки Олюторского осадочного бассейна Берингова моря

Ловушки (в пунктирных овалах): 1 – Лаврова, 2 – Пахачинская

Толщи вмещающих пород отличаются по магнитной характеристике от ареалов ловушек со слабомагнитными линзами пород. Слабомагнитные эффекты от ловушек связаны, вероятнее всего, с песчаными пластами, которые могут служить коллекторами. Флюидоупорами для них служат глинистые толщи, отражающиеся в геомагнитных разрезах слоистыми горизонтами слабомагнитных образований. Перспективная Ильпинская зона нефтегазонакопления судя по всему развивалась в спокойном тектоническом режиме, что способствовало формированию герметичного флюидоупора. В Олюторском осадочном бассейне зона возможного нефтегазонакопления Лаврова образовалась в фазу тектонической активизации, и формирование надёжного флюидоупора происходило в конседиментационном режиме [16]. Принимая во внимание, что зона нефтегазообразования Лаврова расположена на расстоянии 10 км от берега, где толща воды составляет около 100 м, и находится в ареале глубинного подводящего канала, который, возможно, обеспечивает долговременную подпитку месторождений осадочного чехла, можно предположить, что этот регион имеет высокие перспективы на поиски и добычу УВ.

Рядом исследователей установлено, что месторождения углеводородов в нефтегазоносных бассейнах наиболее часто приурочены к краевым частям коровых неоднородностей, выявляемых по спутниковым измерениям геомагнитного поля [5, 30]. Такими магнитными аномалиями на высотах 100 и 400 км характеризуются крупные месторождения Баренцева, Средиземного и Северного морей, гигантское Куюмбинско-Юрубчено-Тохомское скопление углеводородов и долгоживущее месторождение Ромашкинское [5].

Сопоставление площади работ приземных наблюдений геомагнитного поля Олюторского осадочного бассейна с магнитными аномалиями на высоте 100 км, полученными по результатам измерений со спутника Чамп, показывает, что крупные зоны нефтегазообразования Вертухова, Карагинская, Пахачинская, Пылгинская и Лаврова приурочены к краевой части изометричной спутниковой магнитной аномалии (рис. 5, а). На высоте 400 км характер краевой части изометричной магнитной аномалии сохраняет форму, что говорит об устойчивости состояния глубинных проницаемых зон, возможно, контролирующих процесс газонефтеобразования (рис. 5, б).

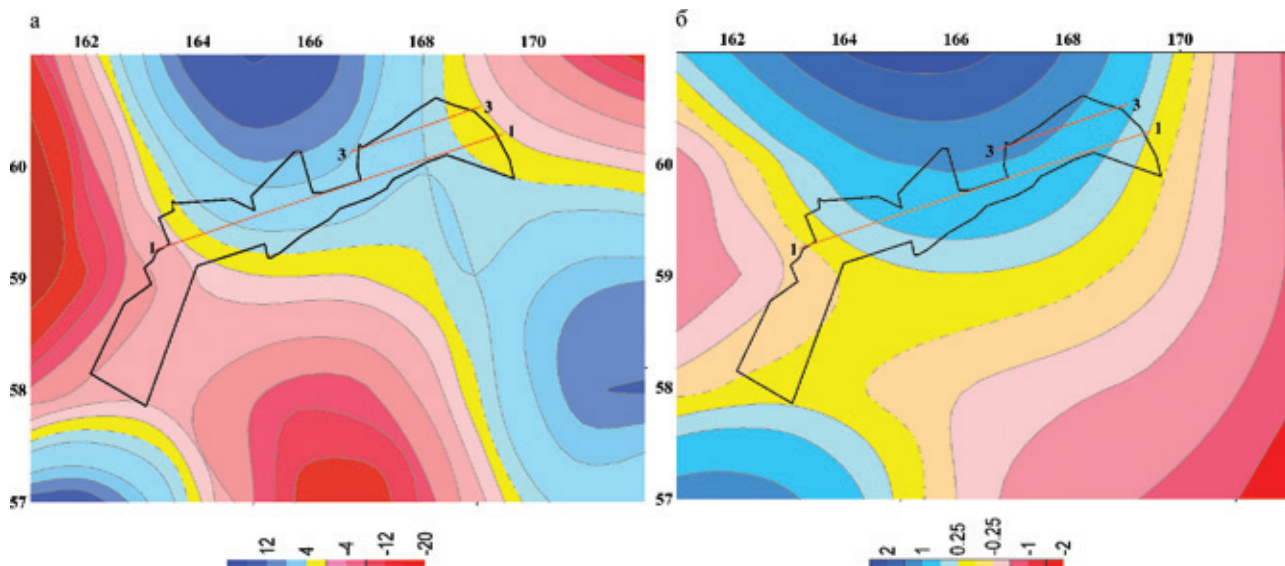


Рис. 5. Магнитные аномалии по данным спутника Чамп для высот 100 и 400 км  
1, 3 – расчетные профили

На рис. 5, а, б положение приземной аэромагнитной съёмки обведено черной линией, а интерпретационные профили СПАН 1 и 3 показаны красными линиями. Юго-западная часть площади работ находится в зоне минимума спутниковой аномалии, что позволяет предположить ее близость к глубинной высокотермальной зоне и неблагоприятные условия для генерации УВ. Рассмотренные по результатам интерпретации аэрогравимагнитной приземной съемки зоны нефтегазообразования Карагинская, Говена и Лаврова, пересеченные профилями 1, 3, расположены в краевой зоне спутниковой магнитной аномалии, что свидетельствует о меньших температурах в нижней части земной коры и более благоприятных условиях для процесса нефтегазогенерации.

**Выводы.** Современные аэромагнитные съёмки позволяют уверенно и надёжно работать с тонкой структурой геомагнитного поля. В сочетании с аэрогравиметрическими данными на этапе региональных исследований достигается максимальное извлечение геофизической информации для уточнения строения консолидированной земной коры. Высокая производительность, относительно низкая стоимость и экологичность этих методов позволяют на ранних этапах исследований оптимизировать проектирование последующих более дорогостоящих работ, повышая коэффициент успешности  $K_{уе}$  при поисках нефтегазоносных структур.

По материалам аэромагнитной съёмки Олюторского и Ильпинского осадочных бассейнов восточного шельфа Камчатской области построены глубинные геомагнитные разрезы, которые отражают характер распределения магнитных неоднородностей в интервале глубин от 0,3 до 15 км.

По распределению намагниченности и плотности на площади съёмки в интервале развития потенциально продуктивных песчаных пластов на глубинах от 1 до 5 км выделены наиболее перспективные зоны возможного нефтегазонакопления в Ильпинском и Олюторском осадочных бассейнах. Транзитные зоны и мелководье Камчатской области, Корякского и Чукотского АО не менее

перспективны, чем прибрежные зоны Сахалина. Климатические условия на восточном шельфе Камчатской области более благоприятны, чем на западном шельфе. В районе перспективных структур акватория свободна ото льда. Большая мощность осадочных отложений, наличие месторождений и нефтегазопроявлений на примыкающих участках суши, а также наличие флюидоподводящего канала и приуроченность к краевой зоне спутниковой магнитной аномалии позволяют уверенно оценивать перспективность этих районов.

1. Булин Н.К., Шеглов А.Д., Егоркин А.В., Солодилов Л.Н. Новые сейсмические метки литосферы районов размещения крупных углеводородных скоплений // Докл. РАН. 1999. Т. 364. № 6. – С. 792–795.
2. Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е., Донгарян Л.Ш. и др. Современные представления о формировании скоплений углеводородов в зонах разуплотнения верхней части коры // Геология нефти и газа. 2003. № 1. – С. 2–8.
3. Карта аномального магнитного поля России и сопредельных государств с объяснительной запиской на карте. Масштаб 1 : 5 000 000 // Отв. ред. Т.П. Литвинова. 2000.
4. Киссин И. Г. Флюиды в земной коре: геофизические и тектонические аспекты. – М.: Наука, 2009. – 328 с.
5. Копытенко Ю.А., Петрова А.А. Пути повышения ресурсного потенциала Ямало-Ненецкого автономного округа в рамках проекта «Урал Промышленный – УРАЛ Полярный» по геомагнитным данным // Доклады и материалы межрегионального проекта «Дни науки и инноваций Санкт-Петербурга в Ямало-Ненецком автономном округе». – СПб.–Салехард: Изд-во ООО «Артвид», 2011. – С. 40–63.
6. Красиков В.Н., Берёзкин В.М., Филатов В.Г. и др. Прогнозирование месторождений нефти и газа на основе устойчивой площадной обработки комплекса геофизических данных в Дальневосточном регионе // Препринт. Южно-Сахалинск, 1988.
7. Ларочкина И.А. Рациональная методика поисков и разведки залежей нефти в нефтегазоносных комплексах // Георесурсы. 2008. Т. 27. № 4. – С. 6–9.
8. Литвинова Т.П. Аномальное магнитное поле территории России, сопредельных стран (в границах СССР) и прилегающих акваторий // Регион. геология и металлогения. 2000. № 11. – С. 111–121.

9. *Мавричев В.Г.* Поиски углеводородов аэромагнитным методом // Нетрадиционные методы поисков месторождений полезных ископаемых. — СПб., 2000. — С. 3–13.
10. *Мавричев В.Г., Козеев С.И., Петрова А.А.* и др. Выявление залежей углеводородов в верхнепермских отложениях // Разведка и охрана недр. 2002. № 12. — С. 9–12.
11. *Мавричев В.Г., Гололобов Ю.Н., Петрова А.А.* и др. Роль аэрогеофизической съемки в решении нефтегазопоскопических задач // РОН. 2002. № 12. — С. 4–9.
12. *Мавричев В.Г., Петрова А.А.* Крупномасштабная аэромагнитная съемка осадочных бассейнов // Разведка и охрана недр. 2001. № 9. — С. 14–18.
13. *Мавричев В.Г., Петрова А.А., Козеев С.И.* и др. Выявление залежей углеводородов в пермских отложениях по материалам аэромагнитной съемки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. № 7. — С. 21–29.
14. *Мавричев В.П., Петрова А.А., Травников В.П.* Расчленение осадочного чехла по аэромагнитным данным // Труды ВНИГРИ. — Л., 1982. — С. 50–59.
15. *Москаленко В.Н.* Строение земной коры Средиземного моря по сейсмическим данным. — М.: Наука, 1981. — 110 с.
16. Очерки тектоники Корякского нагорья. — М.: Наука, 1982.
17. *Петрова А.А.* Методика спектрально-корреляционного анализа аномального геомагнитного поля: Автореф. дис. ... канд. ф.-м. наук. — М.: ИЗМИРАН, 1976. — 25 с.
18. *Петрова А.А.* О влиянии рельефа фундамента на спектральную структуру аномального магнитного поля континентальных и океанических регионов // Геомагнитное поле и внутреннее строение Земли. — М.: ИЗМИРАН, 1980. — С. 137–144.
19. *Петрова А.А.* Изучение спектрально-пространственных характеристик аномального магнитного поля континентов и океанов // Труды ЛОЕ. — Л., 1981. — С. 70–74.
20. *Петрова А.А., Демина И.М.* Строение нефтегазоносных зон Северного моря по магнитометрическим данным // Геология морей и океанов: Материалы XVIII Междунар. науч. конф. (школы) по морской геологии. — М., 2009. Т. II. — С. 82–86.
21. *Петрова А.А., Демина И.М., Баткова Л.А.* Неоднородности строения земной коры Средиземноморья по результатам анализа измерений геомагнитного поля // Материалы XVIII Междунар. науч. конф. (школы) по морской геологии «Геология морей и океанов». — М., 2009. Т. V. — С. 119–223.
22. *Петрова А.А., Карасик А.М.* Статистическая зависимость параметров спектральной структуры магнитного поля от рельефа магнитного фундамента Северного Ледовитого океана // Океанология. 1979. Т. XIX. № 3. — С. 526–528.
23. *Петрова А.А., Петрищев М.С.* Флюидные системы Средиземноморья // Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле. 2011. № 1. Вып. 17. — С. 23–33.
24. Физико-химические основы прямых поисков залежей нефти и газа // Под. ред. Е.В. Каруса. — М.: Недра, 1986. — 336 с.
25. *Харахинов В.В., Шленкин С.И., Зеренинов В.А.* и др. Нефтегазоносность докембрийских толщ Курумбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазоаккумуляции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 1. — 31 с. (Электронный научный журнал).
26. *Goldhaber M.B., Reynolds R.L.* Relations among hydrocarbon reservoirs, epigenetic sulphidization, and rock magnetization: Examples from the South Texas coastal plain // Geophysics. Vol. 56, N 6 (June 1991). — P. 748–757.
27. *Litvinova T., Petrova A.* High quality aeromagnetic survey of the western part of the Bering Sea. SRef-ID: 1607-7962/gra/EGU2008-A-12428.
28. *Litvinova T. P., Petrova A.A.* Heterogeneity of an Earth's crust of oil and gas zones. IAGA2009, Sopron, Geophys. Res. Abs., 2009. — EGU2009-117-FRI-P1700-1114.
29. *Litvinova T., Krasinsky E., Petrova A., Demina I.* Manifestation of the petrogenation zones of Northern and the Bering seas in ground magnetic anomalies and anomalies of satellite Champ // EGU General Assembly 2010, Vienna, Austria, Geophys. Res. Abs., 2010.—Vol. 12, EGU2010-6575-1, 2010
30. *Mandea M., Thebault E.* The Changing Faces of the Earth's Magnetic Field. — Paris, 2007. — P. 49.
31. *Petrova A., Demina I., Petrishchev M.* Detection of the deep approach fluid channels in the oil-and-gas basins using the geomagnetic data (North and Norwegian Seas) // Proc. 10th International Congress for Applied Mineralogy (ICAM), 1-5 August 2011, Trondheim, Norway. — P. 523–529.
32. *Petrova A.A., Kolesova V.I., Domaratskij S.N.* The Space-Spectral Analysis Method in Applied Geophysics. Russian Airborne Geophysics and Remote sensing. Coloden, Colorado, 1992. — P. 525–534.

*Литвинова Тамара Петровна* — ст. науч. сотрудник, зав. отделом, ВСЕГЕИ. <Tamara\_Litvinova@vsegei.ru>  
*Петрова Алевтина Александровна* — канд. физ.-мат. наук, вед. науч. сотрудник, СПбФ ИЗМИРАН.  
 <aa\_petrova@rambler.ru>.