

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СЕЙСМИЧЕСКОЙ ТОМОГРАФИИ ПО МАТЕРИАЛАМ  
КМПВ И ГСЗ В КОМПЛЕКСЕ С ГРАВИМЕТРИЧЕСКИМИ И  
МАГНИТОМЕТРИЧЕСКИМИ ДАННЫМИ ПРИ ПОИСКАХ УГЛЕВОДОРОДОВ**

**Гонгадзе С., Миндели П., Кириа Дж., Есакиа А.**

*Институт геофизики им. М. Нодиа Тбилисского государственного университета им. И. Джавахишвили*

В поисках и разведке нефтегазоносных месторождений, после определения благоприятной структурной обстановки на глубине исследуемого объекта, решающей и весьма ответственной задачей является выбор возможных нефтегазосодержащих структур из многих случайных вариантов и определение их перспектив для дальнейших исследований глубоким дорогостоящим бурением. Особо важно выполнить такую задачу без дополнительных затрат к тому, что выполнено при общих исследованиях. Эта задача посильна, в первом приближении, геофизическим методам исследований, что в опытном порядке нами было опробовано.

В комплексе геофизических методов в региональном плане исследований и установления нефтяных структур, главную роль играют методы сейсморазведки МОГТ, КМПВ и ГСЗ. В данной работе рассматривается интерпретация материалов КМПВ, гравиметрических и магнитометрических данных, в качестве моделирования глубинного строения и литолого-формационного состава, что также весьма важно при решении кардинальных поисково-разведочных проблем и оценки перспектив нефтегазоносных регионов и бассейнов.

Фундаментальной основой поисков нефти и газа дистанционными методами является учение о парагенезисе геофизических, геохимических и биохимических аномалий над скоплениями углеводородов. Залежь углеводородов рассматривается как источник локальных возмущений на фоне нормальных полей. За счет миграции УВ из залежи последняя в течение длительного времени воздействует на вмещающие породы, трансформируя их состав и физические свойства. Наличие эффекта автолокализации УВ и резких горизонтальных градиентов аномалии силы тяжести может быть объяснено тем, что на контактах вода - нефть и газ в результате химических реакций такое изменение состава в околозалежном пространстве, которое приводит к повышению плотности пород (Карус и др., 1988). Последнее вызывает небольшие по горизонтальным размерам аномалии, проявляющиеся в суммарном гравитационном поле в виде резких горизонтальных градиентов над контактами вода – залежь. Наблюдаемый в аномальном гравитационном поле над залежью нефти и газа минимум силы тяжести с резким горизонтальным градиентом на концах является поисковым признаком.

Метод градиента дисперсии функции ПНГ (полный нормированный градиент) поля по В.М. Березкину ( $G_H$ ) основан на использовании этой функции для выявления плотностных неоднородностей разреза без привлечения каких-либо сведений о физических свойствах пород.

Представление исходной функции рядом Фурье и проведение вычисления  $G_H$  на основе рядов Фурье связано с выбором оптимальной гармоникой разложения. Выбор последней для разложения исходной функции является одним из основных методических вопросов при использовании метода полного градиента. Обычно для выделения локальных аномалий

используется метод подбора, основанный на принципе максимума: при оптимальной гармонике выделяемая аномалия достигает максимальной величины.

В прошлые годы метод полного нормированного градиента нами был опробован на площади Притбилисской группы нефтяных месторождений по материалам магниторазведки и гравиразведки, с целью апробации разрешающей возможности метода в известных геолого-геофизических условиях одного из хорошо изученных регионов Грузии, а в дальнейшем для проверки других перспективных площадей.

В ряде работ [Березкин В.М. и др., 1979, Березкин В.М., 1988] подробно освещены вопросы точности и разрешающей способности метода полного нормированного двумерного градиента потенциальных полей при решении задачи прямых поисков нефтегазоносных месторождений. По аналогии с этими работами нами в опытный порядок опробован этот метод в трехмерном варианте на нефтяных месторождениях Притбилисского района. Программа этого варианта составлена зав. геофизической кафедрой Московского университета проф. Булычевым А.А. и сотрудником этой же кафедры Лыгиным И. При этом надо отметить, что полный нормированный градиент в трехмерном измерении по принципу аналогичен двумерному, дополненному градиентом в степени квадрат поля по третьему  $Y$  составляющему в числителе и знаменателе одинаково.

Оператор  $G_n$  является безразмерным числом и колеблется в пределах 0-5. Значения, ниже единицы принято условно считать отрицательными и связывают с дискретностью геолого-геофизической неоднородности. Предполагают, что в геологической среде с отрицательным значением оператора  $G_n$  происходит разрыв аналитической функции, связанной с нефтегазоносностью и накоплением металлической минерализации.

Площадь исследований – эта погружающаяся восточная составная часть Аджаро-Триалетской тектонической зоны, представленная разветвляющимися и затухающими антиклинальными структурами Мамадавидской и Телетской с южной стороны, и Мцхета-Норио-Сацхенисской с северной стороны. На фоне этих ведущих структур развиты вторичные складки Норио-Сацхенисская, Марткопская, Варкетильская, Лисская, Самгори-Патардзеульская, Южно-Самгорская и Телетская. Последние три являются эксплуатируемыми нефтяными залежами и объектами нашего эксперимента.

Испытанию методом нормированного градиента подверглись гравимагнитные аномальные поля съемки масштаба 1:50000.

Аномалия Буге  $2,67 \text{ г/см}^3$  с поправкой за рельеф  $R=200 \text{ км}$ , на площади исследования в структурном отношении представляет собой погружающуюся «периклинально» подобной формой относительного максимума с эпицентром ( $-52 \text{ мГл}$ ), находящимся далеко на западе за пределами площади. Интенсивность на восточном окончании равна  $(-60) \div (-87) \text{ мГл}$ . Здесь овально закругленные изолинии  $\Delta g$  с равномерной укладкой все же слабо криволинейны, местами наблюдаются слабые аномальные возмущения. Можно полагать, что такие признаки являются отражением какого-то глубинного явления (рис.1).

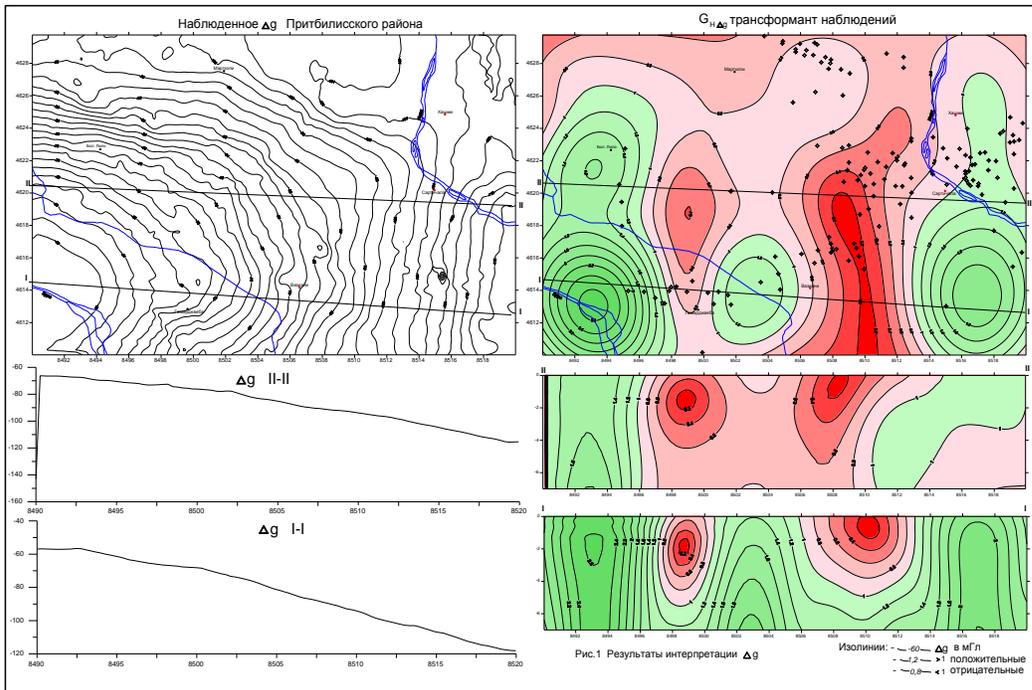


Рис. 1

На той же площади АМП, съемки масштаба 1:50000, представлено другой конфигурацией изолиний и интенсивности. В юго-западном углу площади отмечен мелко возмущенный относительный минимум с интенсивностью 70-95 нТл, который в направлении северо-восточного угла площади плавно повышается до 180 нТл. Изолинии  $\Delta T_a$  по простиранию волнисто слабо искривлены (рис.2).

Следует заметить, что на приведенных примерах явных признаков возмущений полей, обусловленных нефтегазоносными месторождениями, не выявлено; надо полагать - в приведенных гравимагнитных полях они находятся в скрытой форме.

Проведена трансформация вышеприведенных полей способом полного нормированного градиента в нижнее полупространство среды. Результаты распределения оператора  $Gn_{\Delta g}$  и  $Gn_{\Delta T_a}$  Притбилисского района представлены на рисунке 1 и 2. Они почти идентичные в отношении оценки территории на нефтегазоносность.

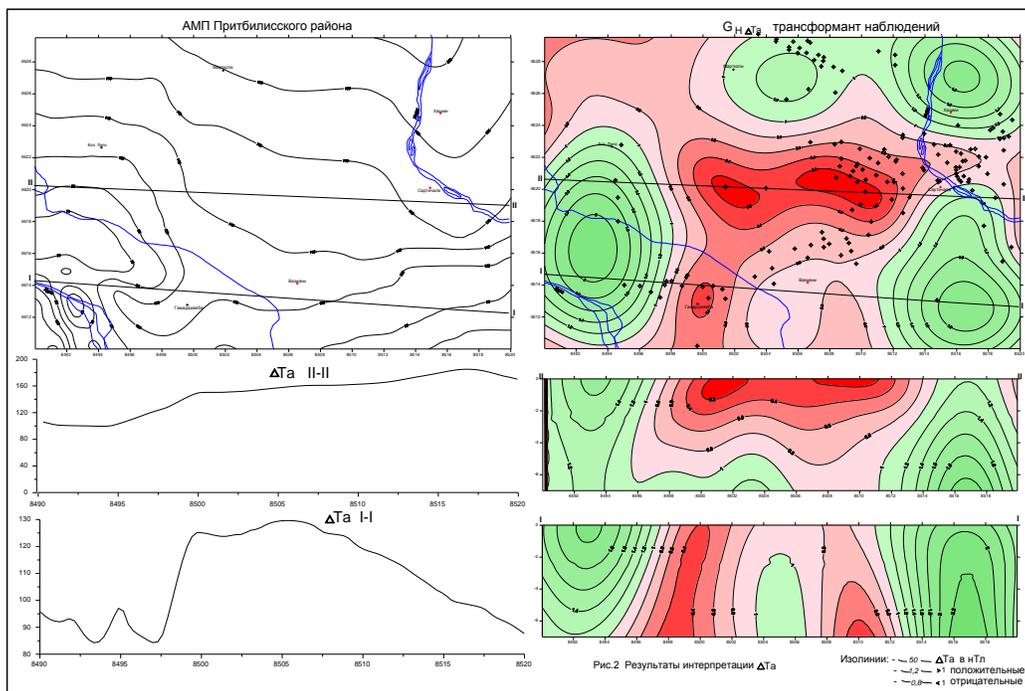


Рис. 2

Их суммарная картина уточняет контуры, «разнополярных» площадей и повышает достоверность правильного решения задач прямых поисков нефти и газа (рис.3).

На рисунке 3 нанесены контуры нефтяных залежей по состоянию на 1988 г. Самгори-Патардзеульской, Южно-Самгорской и Телетской. Там же вынесены разведочные скважины.

Глубинный продольный геологический разрез Самгори-Патардзеульского месторождения с горизонтом нефтяной залежи полностью располагается в пределах «отрицательных» интенсивных контуров суммарного оператора  $G_{H\Delta g\Delta Ta}$  (рис.3). Более детально изученная визуальная корреляция между геологическими данными и геофизическими результатами такова.

- Площадь исследования охватывает Телетскую, Южно-Самгорскую, Самгори-Патардзеульскую залежи полностью и Норю-Сацхенискую, Марткопскую частично. Последние две, из-за не полного охвата, здесь не рассматриваются (рис.3).

- На плоскости наблюдений выделяются эпицентры «отрицательных» экстремальных значений  $G_{H\Delta g\Delta Ta}$  на участках: Гамарджвебском (Телетском), Гачианском, Самгори-Патардзеульском и Б.Лило-Варкетильском. На Гамарджвеба-Телетском контур нефтяной залежи располагается в пределах отрицательной аномалии за исключением одной скважины, попавшей рядом на неперспективную площадь. На Самгори-Патардзеульском аномальном участке разведано месторождение этого названия и Южно-Самгорское, уместающиеся также в пределах аномалии. На площади Варкетили, в пределах аномалии, пробурена одна скважина №4; по техническим причинам она не может быть решающей для определения перспективности этого аномального участка.

- Аналогичная корреляционная зависимость наблюдается в распределении оператора нормированного градиента в вертикальной плоскости с контурами нефтяных залежей, с той разницей, что эпицентры экстремальных значений  $G_{H\Delta g\Delta Ta}$  находятся по глубине выше, чем кровля нефтесодержащего горизонта. Это не исключение, в специальной литературе такие примеры нередко приводятся [Березкин 1978, 1988].

Геологическую эффективность способа нормированного градиента на площади Прибильского нефтепромыслового района можно определить вероятностью попадания

результативных скважин в зону, оцененную данным способом как перспективную. Такую оценку можно выполнить на отмеченных выше месторождениях статистическим методом.

На Самгорско-Патардзеульском участке пробурена 71 скважина. Из них нефтеносными оказались 42, и они попадают в области, оцененные перспективными, 14 скважин оказались не продуктивными, но попали в зону перспективную, в 12 скважинах нефти также не оказалось, и попадают в неперспективную зону, 3 нефтяные скважины попадают в зону неперспективную.

На Южно-Самгорском участке пробурено 16 скважин. В 13 скважинах пересечен нефтяной горизонт и они попали в перспективную зону, 3 скважины не содержат нефти, но расположены в перспективной зоне.

На Телетском (Гамарджевском) участке пробурено 16 скважин. Из них продуктивными оказались 10 и попадают в перспективную область, 1 скважина содержит нефть, но попала в неперспективную область, 2 скважины не содержат нефти и попадают в перспективную область, 3 скважины не содержат нефти и расположены на неперспективной площади.

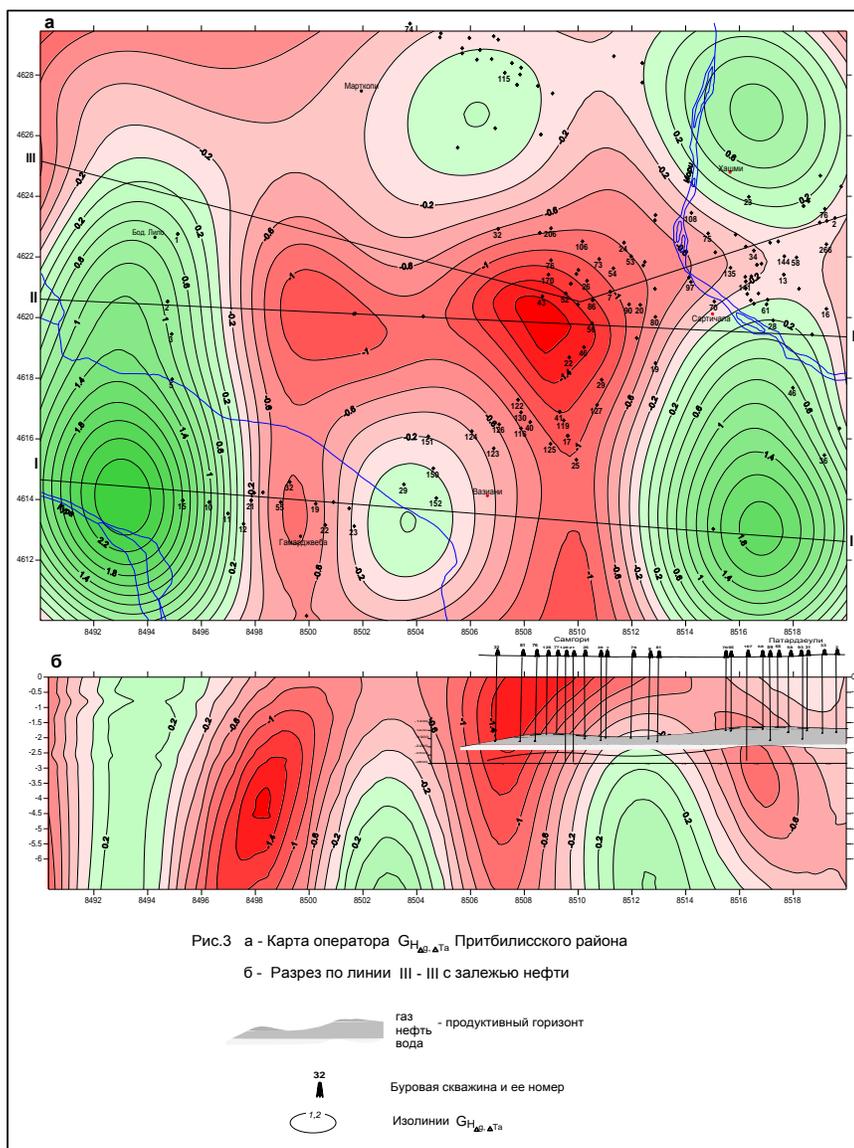


Рис. 3

Добиться однозначного решения обратных задач физических полей любого метода в одиночном порядке - большая проблема, почти не решаемая. Во избежание и наибольшей аппроксимации данного вопроса обращаются к использованию комплекса методов и комплексной интерпретации новейшими достижениями в этой области. Нам доступно использование, благодаря наличию программных обеспечений, сейсмотомографии и совместной интерпретации гравимагнитных полей.

На сегодняшний день на основе имеющихся у нас материалов КМПВ и ГСЗ и ПО «GeoGiga» Seismic PRO 7.0 (Канада), «ХТомо-LM» (Санкт-Петербург), «SeisImager» (Geometrics, USA), мы попытались получить информацию о геологическом разрезе данного участка, в частности по скоростному разрезу методом сейсмотомографии.

Математической основой лучевой сейсмотомографии является закон, сформулированный Радоном в 1917 году, который гласит, что любая непрерывная двумерная функция может быть восстановлена по ее одномерным проекциям, если число этих проекций бесконечно.

Проекции представляют собой некоторые функционалы физических характеристик среды исследований. В сейсмической томографии характеристиками обычно являются скорости сейсмических волн, поглощающие свойства среды, а проекции - это либо времена пробега, либо данные о затухании волн за счет неупругого поглощения, получаемые из наблюдений.

Рассмотрим принцип решения задачи сейсмотомографии. Параметры сейсмических волн (время прохождения, амплитуда волны), прошедших через среду, содержат информацию об этой среде. В частности, время прохождения луча по той или иной траектории равно сумме времен прохождения через элементарные интервалы ( $\Delta S$ ) вдоль этого луча. Если элементарные отрезки равны по длине, то время прохождения луча будет равно:

$$t = \sum_i \frac{1}{V_i} \Delta S, \quad (2.1)$$

где  $V_i$  - скорость сейсмической волны вдоль луча.

Однако, по  $V(r)$  функции сферической модели Земли Джефриса и Буленна возможно предсказать времена пробега с высокой точностью - 0,005%. Если длины отрезков сделать бесконечно малыми, то время распространения по  $i$ -му лучу будет равно:

$$t_i = \int_{L_i} \frac{1}{V(r)} dS, \quad (2.2)$$

где  $\frac{1}{V(r)}$  - медленность распространения волны на расстоянии  $r$  от начала  $L_i$  - го луча вдоль этого луча. Задержка времени определяется формулой

$$\Delta T_i = T_i - T_i^o = \int_{s_i} \frac{dS}{V} - \int_{s_i^o} \frac{dS}{V_o} = \int_{s_i^o} \left( \frac{1}{V} - \frac{1}{V_o} \right) dS = - \int_{s_i^o} \left( \frac{\Delta V(r_i)}{V_o(r)} \right) dS, \text{ где } \Delta V = V - V_o$$

Для решения томографической задачи данное выражение удобнее записывать в форме интеграла по пространственной области  $\Omega$ :

$$t_i = \int_{\Omega} G_i(r) \frac{1}{V(r)} dr,$$

где  $G_i(r)$  сингулярно на луче  $L_i$  и равно нулю во всей остальной части области.

Приведенные формулы являются основными при решении обратных задач томографии.

В современной практике решения томографических задач успешное применение нашли

методы улучшения заданного начального приближения. Суть заключается в следующем: выбирается опорная модель, как начальное приближение, и далее производится расчет нескольких последовательных итераций, когда улучшенная модель после предыдущих итераций используется как опорная на следующей.

Одним из важных методических вопросов при проведении итерационной томографической обработки является критерий останова, поскольку излишние итерации приводят к ухудшению качества получаемого решения. Основным показателем необходимости продолжения итерационного процесса является соотношение между текущей среднеквадратичной невязкой времен пробега и погрешностью измерения первых вступлений. Если обе эти величины становятся примерно одного порядка, то некоторая случайная величина ошибки исходных данных будет интерпретироваться как регулярная невязка между теоретическими и наблюдаемыми временами пробега, что, в свою очередь, как правило, приводит к появлению хаотически расположенных ложных мелкомасштабных аномалий.

Надежность получаемого при сейсмотомографии решения данным методом во многом зависит от корректности модели первого приближения. На практике очень часто в качестве первого приближения выбирается результат решения обратной томографической задачи для случая однородной среды, рассчитанной по средней для данного разреза скорости упругих волн.

Годографы преломленных волн, которые вводятся в программные обеспечения в виде цифровых таблиц, обрабатываются методом томографии, при этом вводятся априорные геологические данные модели: глубина, минимальные и максимальные средние скорости среды. Количество итераций, при которых теоретическая модель методом наименьших квадратов приближается к практической, не больше 5-ти. Невязка в среднем составляет 30-80 мсек. Полученные фациальные скоростные разрезы дают качественный анализ той геологической обстановки, с какого профиля они были получены, при сопоставлении с геологической картой территории Грузии 1:500 000 масштаба, авторов Г.Е. Гуджабидзе и И.П.Гамкрелидзе.

Профили были обработаны всеми тремя, имеющимися у нас программами, для подтверждения того, что имеющиеся у нас годографы КМПВ имеют качественную характеристику. По результатам видно, что томографические разрезы идентичны по всем трем программам (рис.4).

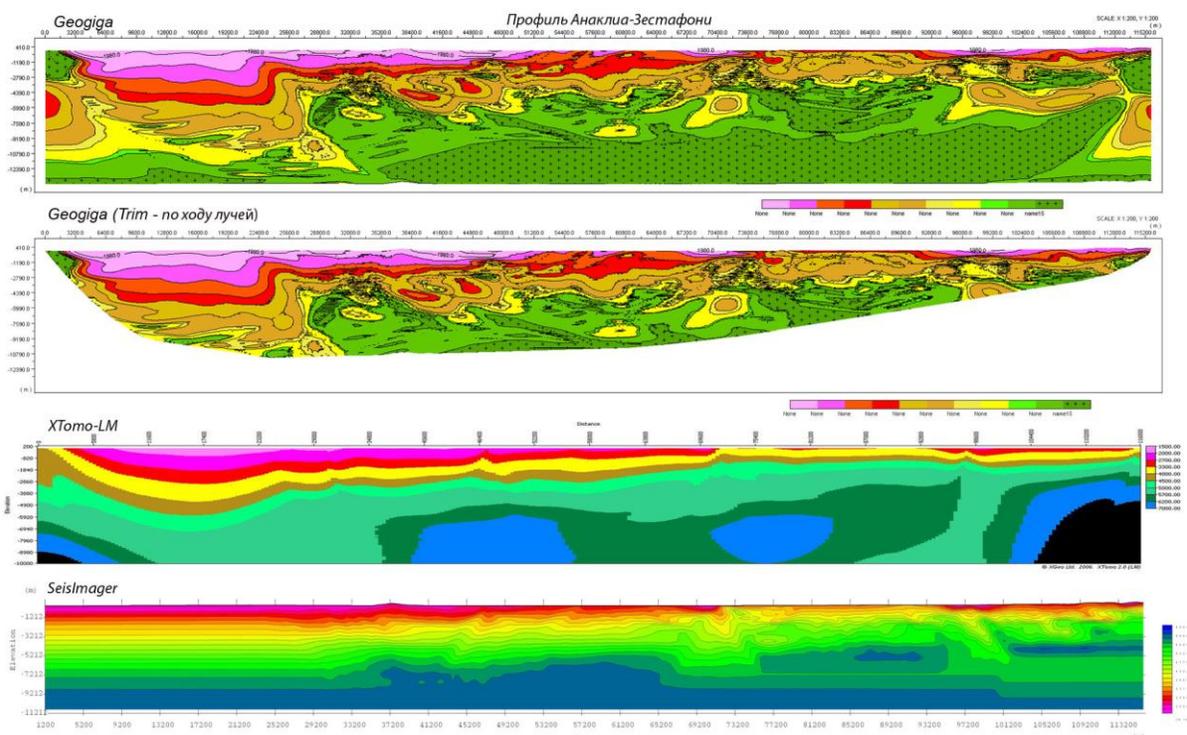


Рис.4

Для большей убежденности мы обработали ПО «Geogiga» материал профиля ГСЗ 25, проходящего по Западно-Черноморской впадине, предоставленный нашими киевскими коллегами из Института геофизики им. Субботина. Они выполняли построение скоростной модели по методике численного моделирования путем многократного решения прямой кинематической задачи с использованием программы К. Зельда [Zelt, Smith, 1992]. При сравнении скоростной модели и томографии видно значительное сходство (рис.5)

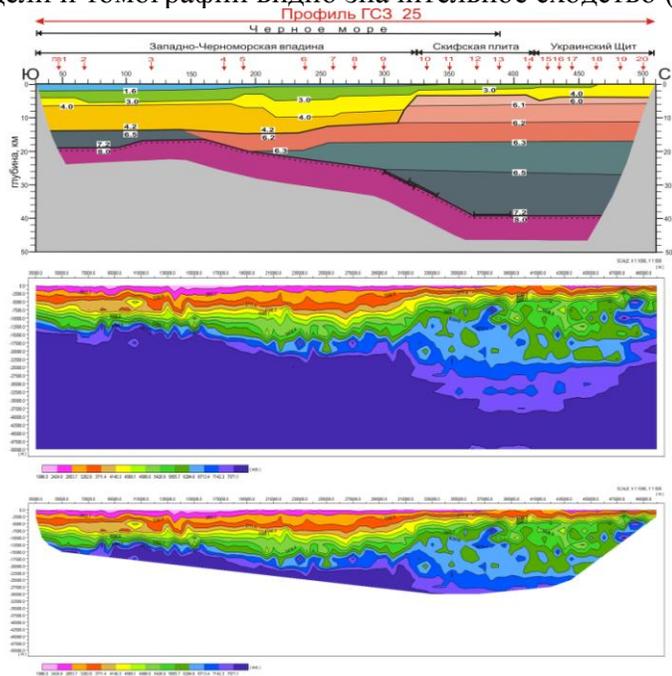


Рис. 5

Исследуемый участок пересекают несколько профилей КМПВ (рис.6). Все они были обработаны ПО «GeoGiga».

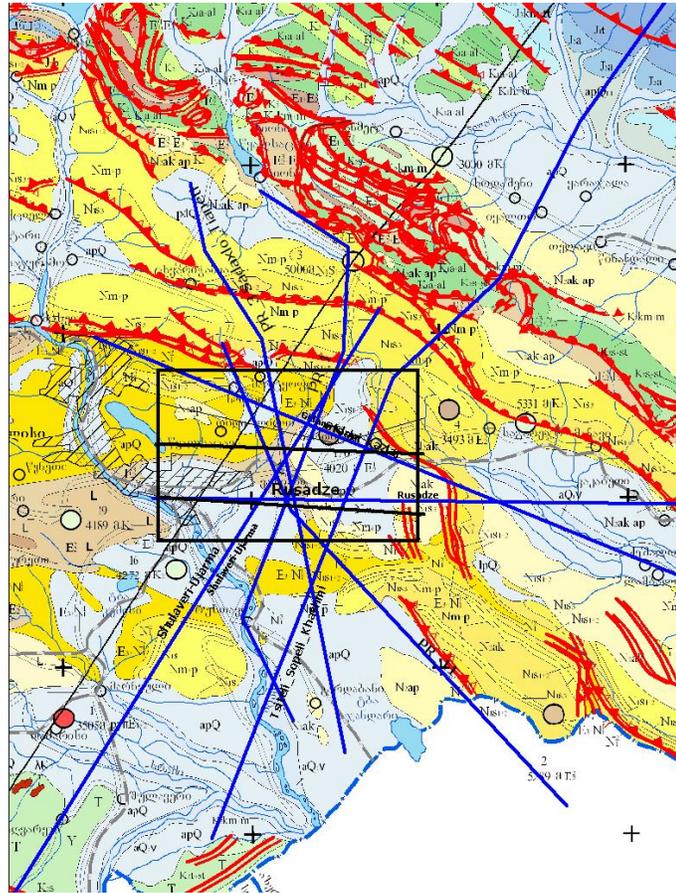


Рис. 6

Томографические картины, полученные по профилям, увязываются между собой по пересечениям (рис.7).

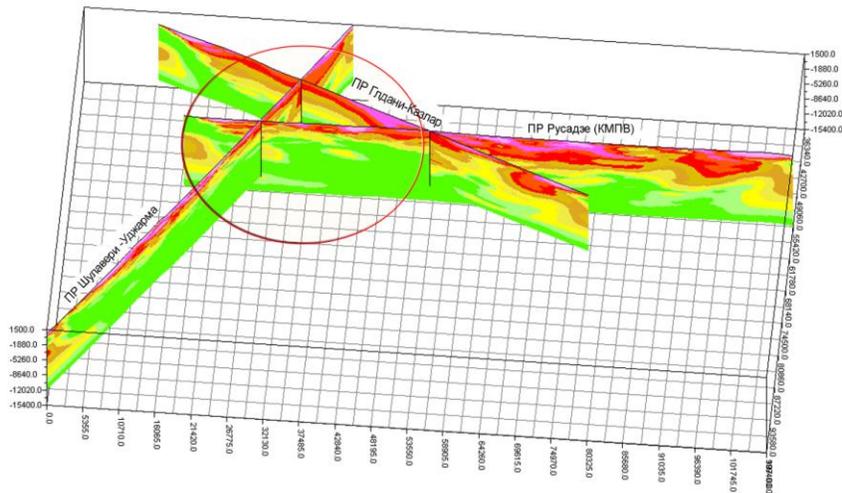


Рис. 7

За опорный профиль для построения геолого-геофизической модели был принят профиль КМПВ Шулавери – Уджарма, который пересекает участок исследований с юго-запада на северо-восток. Принципиальная роль при построении модели отводилась томографии этого профиля полученной в результате обработки ПО «GeoGiga» (рис. 8).

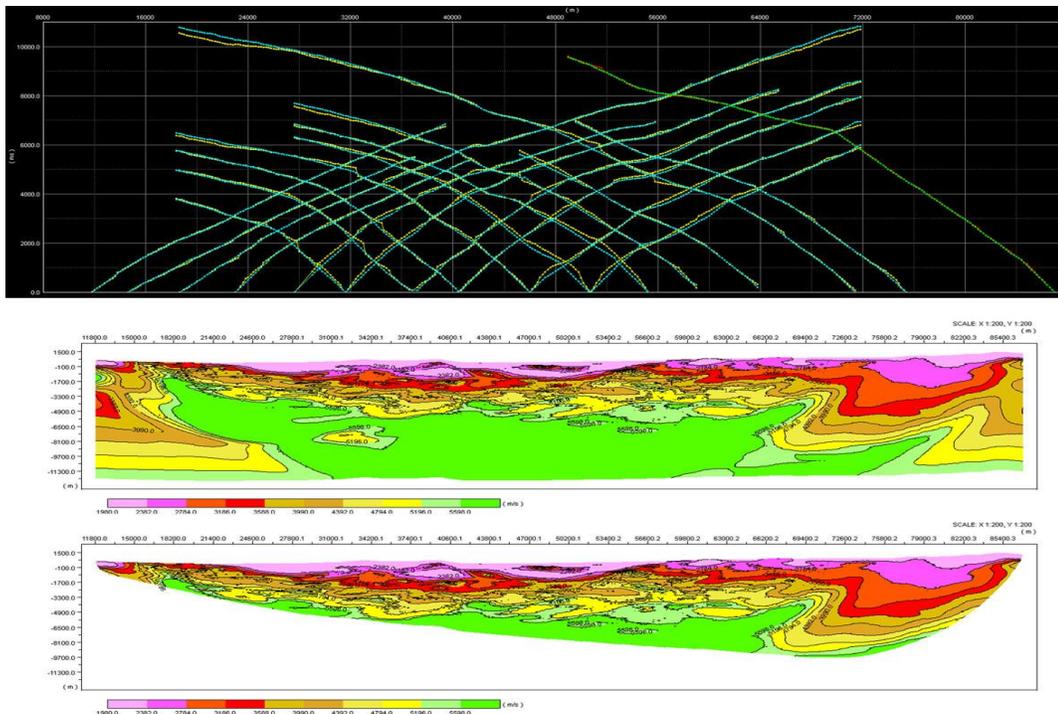


Рис. 8

Прежде, чем приступить к построению модели, гравиметрические и магнитометрические данные были проинтерпретированы ПО «Oasis montaj» фирмы Geosoft (Канада).

Наиболее общие представления о глубинах особых точек и источников магнитных и гравиметрических аномалий можно получить, анализируя энергетический спектр магнитного поля.

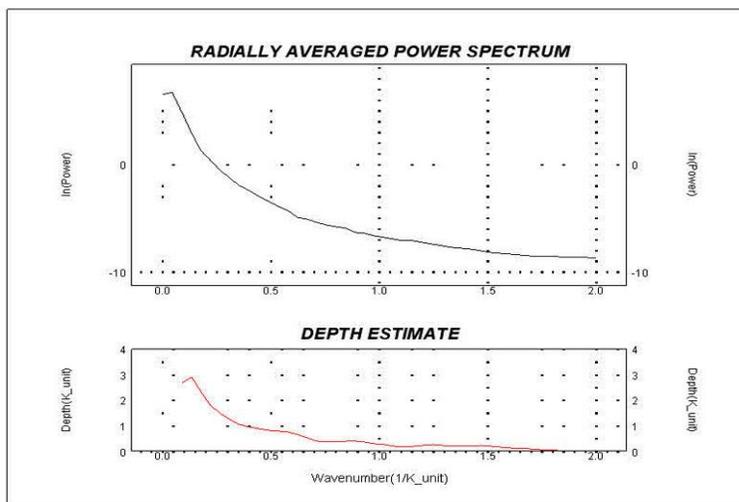


Рис. 9

На рис.9 показан график логарифма радиально осредненного амплитудного спектра аномального гравитационного поля в зависимости от пространственной частоты, полученный с помощью специальной опции пакета программ «Oasis montaj». Анализ графика показывает, что узкая полоса частот в низкочастотной части спектра связана с источниками, особые точки которых соответствуют глубинам до 3 км.

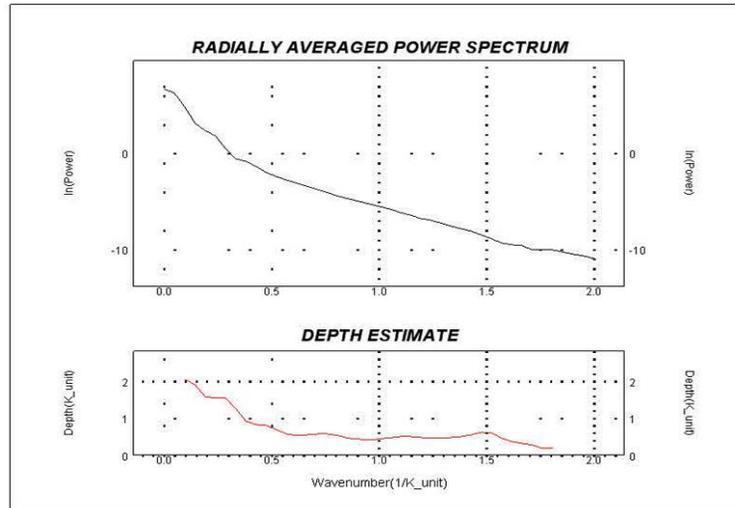


Рис. 10

На рис.10 показан график логарифма радиально осредненного амплитудного спектра магнитного поля в зависимости от пространственной частоты, полученный с помощью описанной выше опции. Анализ графика показывает, что узкая полоса частот в низкочастотной части спектра связана с источниками, особые точки которых соответствуют глубинам около 2 км. Средняя и высокочастотная части спектра описывают источники, содержащиеся в верхних частях разреза: от поверхности Земли до глубин менее 1 км.

Одномерная интерпретация по профилю Шулавери – Уджарма была проведена опять же ПО «Oasis montaj». Был рассчитан аналитический сигнал для гравитационной и магнитной наблюдаемой кривой. Аналитический сигнал может использоваться для определения местоположений границ тел с остаточной намагниченностью. Аналитический сигнал ( $as$ ) поля определяется как:

$$as = \sqrt{dz \cdot dz + dx \cdot dx}$$

где  $dz$  – вертикальная производная

$dx$  – горизонтальная производная

Вертикальная производная вычисляется с помощью процесса быстрого преобразования Фурье (БПФ). Горизонтальная производная вычисляется с применением фильтра свертки в пространственной области. Затем по этим двум наборам оценивается аналитический сигнал.

Для наблюдаемых аномальных кривых были использованы фильтры для кажущейся плотности и кажущейся магнитной восприимчивости. Фильтр кажущейся восприимчивости, фактически, является составным фильтром, который выполняет редукцию к полюсу, пересчет поля вниз на глубину источника, коррекцию за геометрический эффект вертикальной призмы и разделение значения полного поля для получения восприимчивости. Плотностной фильтр вычисляет кажущуюся плотность разреза, обуславливающую наблюдаемое поле по профилю. При этом принимается, что гравитационное поле создается набором прямоугольных призм, бесконечных по простиранию, верхняя кромка которых совпадает с плоскостью наблюдения, нижняя находится на глубине. Поле было предварительно пересчитано на 500 м вниз, чтобы

приблизиться к верхней кромке рассматриваемой модели, при средней плотности вмещающих пород  $2,67 \text{ г/см}^3$ .

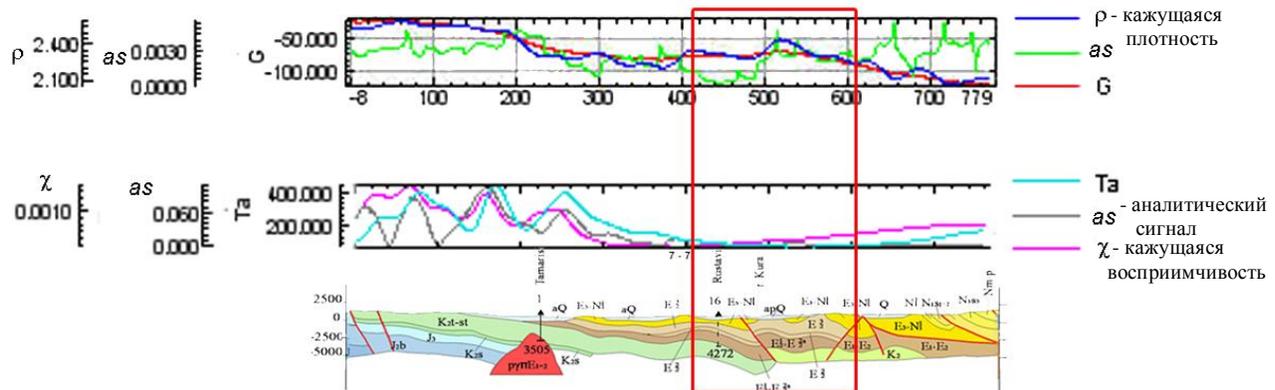


Рис.11

При анализе графиков кажущейся плотности и восприимчивости (рис.11), и сопоставлении с геологическим разрезом видно, что северо-западный фланг профиля характеризуется повышенными значениями, обусловленными намагниченными плотными породами. Интересующий нас участок выделен красным контуром. Аналитический сигнал на юго-западной периферии профиля по магнитным данным характеризуется повышенными значениями, здесь в аномальном магнитном поле выделяются три аномалии, возможно связанные с интрузиями, что подтверждается геологическими данными.

При построении геолого-геофизической модели в качестве априорной модели была принята томографическая картина профиля Шулавери-Уджарма. При сопоставлении ее с геологическим профилем 7-7' изданной геологической карты 1:500000 масштаба (Г.Е. Гуджабидзе, И.П.Гамкрелидзе и др.) видно соответствие скоростных неоднородностей геологическим формациям.

Геолого-геофизическую обстановку Притбилисского района можно представить следующим образом.

Площадь в отношении обнаженности глубинных горизонтов почти полностью замаскирована современными образованиями. Сведения о глубинном геологическом строении имеются лишь с верхнего мела, с глубины (4,5-5,0 км) доступных разведочным скважинам. На этих глубинах геологический разрез представлен вулканогенами - туфами, туфобрекчиями, туфопесчаниками, альбитофирами, дацитами и пр. сантон-коньякского возраста. Эта нижняя часть, вскрытая скважинами, характеризуется петрофизическими свойствами:  $\sigma = 2,45-2,50 \text{ г/см}^3$ ;  $\chi = 14-31 \cdot 10^{-4} \text{ А/м}$ . Выше этих образований следуют плитчатые, пелитоморфные известняки с прослойками мергелей и редко песчаников маастрихт-датского возраста. Для них характерны  $\sigma = 2,55 \text{ г/см}^3$  и  $\chi = 251-377 \cdot 10^{-6} \text{ А/м}$ . Мощность последних составляет 180-200 м. На них налегают мергелистые известняки и песчаники, глинистые алевролиты. За ними беспрерывно следуют глины и песчаники с редким прослоями известняков нижнего эоцена. Они объединены в охребскую свиту суммарной мощностью 2000-2700м с относительно низкими параметрами:  $\sigma = 2,40-2,45 \text{ г/см}^3$ ;  $\chi = 314 \cdot 10^{-6} \text{ А/м}$ . Эти отложения сменяются выше резким фаціальными изменениями - вулканогенными образованиями среднего эоцена. Они в этом регионе известны как дабаханская свита и делятся на две части, нижнюю - песчаники, глины, алевро-аргиллиты небольшой мощности с параметрами:  $\sigma = 2,5 \text{ г/см}^3$  и  $\chi = 625 \cdot 10^{-6} \text{ А/м}$ . Верхняя часть представлена алевролитами, аргиллитами, туфами, туфопесчаниками,

туфобрекчиями, т.е. «горизонтами запутанного напластования», общей мощностью 700 м. Она изменчива по площади, на Самгорском участке ее мощность максимальна, на Южно-Самгорском равна 500 м, на Телетском – 450 м, Варкетильском – 200 м. На данных участках эти горизонты являются продуктивными - нефтеносными. Для них характерны повышенные петрофизические свойства  $\sigma = 2,55 \text{ г/см}^3$  и  $\chi = 45-63 \cdot 10^{-4} \text{ А/м}$ .

Вышеназванных горизонтов следует чередование песчаников, глин, туфопесчаников, с тонкими прослоями туфов. Этот горизонт известен под названием навтлугской свиты. Распространена она по площади с изменчивой мощностью 300-500 м и характеризуется умеренными параметрами плотности и магнитной восприимчивости  $\sigma = 2,45 \text{ г/см}^3$  и  $\chi = 754 \cdot 10^{-6}$ . На Патардзеульском участке с горизонтом связана небольшая нефтяная залежь. Горизонт относится к верхнему эоцену.

Олигоцен представлен майкопской свитой - чередованием тонкослоистых глин и слабо уплотненных песчаников с меняющейся по площади мощностью 300-600 м и низкими петрофизическими параметрами:  $\sigma = 2,25-2,30 \text{ г/см}^3$  и  $\chi = 250 \cdot 10^{-6} \text{ А/м}$ .

Средний и верхний миоцен (сармат) представлен обычно глинопесчанистой фацией. В последней немалое место занимают конгломераты. В связи, с чем их петрофизические параметры повышены ( $\sigma = 2,45 \text{ г/см}^3$  и  $\chi = 520 \cdot 10^{-6} \text{ А/м}$ ). К этим отложениям приурочена небольшая, уже проэксплуатированная Норийская нефтяная залежь.

На палеогеново-неогеновых отложениях местами трансгрессивно налегают ачкагыльские слои глин, конгломератов и песчаников.

Полученная томографическая картина профиля Шулавери-Уджарма имеет качественное сходство с геологической обстановкой. В районе скважины Рустави наблюдается поднятие среднескоростных горизонтов к поверхности ( $Vk = 3500-4000 \text{ м/сек}$ ), возможно, ориентируясь на колонку скважины среднеэоценового возраста. Под ними более высокоскоростная неоднородность ( $Vk = 5200 \text{ м/сек}$ ) пересекает разрез скважины и по колонке отмечается скорость 5,3 км/мин. Под этой высокоскоростной неоднородностью, опять прослеживается горизонт со среднескоростной характеристикой, затем на глубине 4300 м по скважине отмечаются верхнемеловые отложения со  $V_{cp} = 5,5 \text{ км/мин}$ , на томографии это соответствует скорости  $Vk = 5300-5500 \text{ м/сек}$ . Весь разрез профиля можно сказать «перемят» и осложнен серией разнопадающих разломов. Эта «пестроцветная» картина скоростных неоднородностей возможно связана с трансгрессией местами, отмечаемой в скважинах. Севернее от скважины Рустави выделяется высокоскоростная неоднородность, заключенная в области более низких скоростей, ее можно приурочить к разлому северо-восточного падения. По нарушению скоростной картины можно выделить несколько разломов, падающих в юго-западном направлении. Нас, конечно, интересуют низкоскоростные неоднородности в области более высоких скоростей, такая наблюдается севернее скв. Рустави на глубине 5000 м, но данных бурения здесь не имеется, и мы не можем определенно сказать с чем это связано. Главное, что на томографической картине и на геолого-геофизической модели видна антиклинальная структура, заключенная между разломами разного направления.

Полученное распределение скоростей на краях профиля можно рассматривать как интерполяцию скорости, заложенную в программе. Более достоверная информация представлена на рисунке 8, где обрезаны края профиля по ходу лучей. Мы использовали полную скоростную картину только для сравнения с геолого-геофизической моделью (рис.12).

На основании вышеописанного можно сделать заключение, что данные сейсмической томографии хорошо коррелируются и с гравимагнитными данными, и с геологическим разрезом.

Поэтому, на следующем этапе - построение геолого-геофизической модели в ПО «Oasis montaj», в качестве априорной модели мы использовали, как подложку, томографию профиля Шулавери – Уджарма.

Основным требованием к объемной геологической модели является возможность получить характеристику геологической среды в любой точке изучаемого пространства. Набор геологических характеристик (свойств) зависит от назначения геологической модели (от круга решаемых геологических задач) и определяется в начале моделирования. Модель является приближенным отображением среды и, следовательно, моделью прогнозируются гипотетические (вероятностные) свойства среды, достоверность которых повышается при приближении к точкам фактических данных (скважины, сейсмические профили и т.п.). В качестве основного источника информации использовались наблюдаемые аномальные кривые гравимагнитных полей, петрофизические характеристики пород по имеющимся у нас петроплотностным картам, и данные интерпретации, полученные в результате обработки ПО Oasis montaj. При этом важными процедурами гравимагнитного моделирования является вычисление теоретического поля от формируемых геолого-плотностных границ.

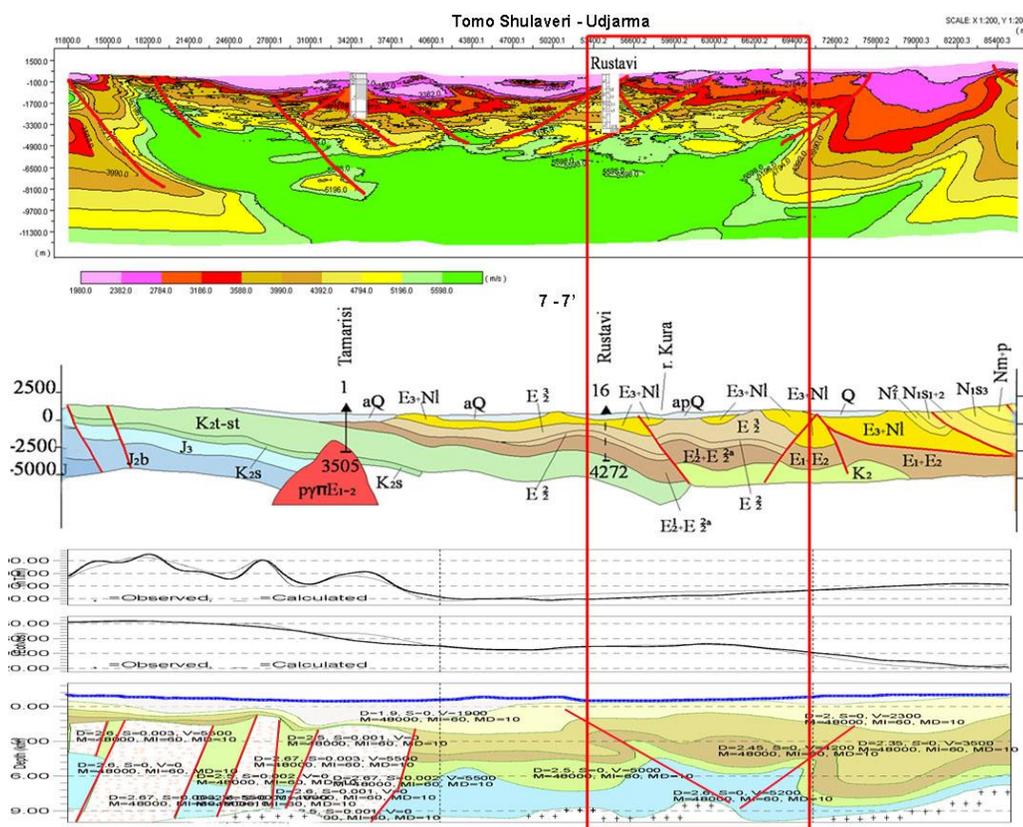


Рис.12

Анализируя графики наблюдаемых и теоретических кривых (рис.12), полученных уже от модели, можно сказать, что гравитационная аномальная кривая имеет лучшее совпадение до 6% сходимости. Сложнее дело обстоит с магнитной аномальной кривой, здесь сходство до 15%, Это по-видимому связано со сложной геологической обстановкой участка, тем более юго-западный фланг осложнен несколькими аномалиями, что на модели подтверждают четыре выделенных блока. Но нас пока не интересует эта аномальная область, т.к. мы работаем на опробованном

бурением участком и имеющимися здесь нефтеносными скважинами. На модели участок исследований (красный контур) выделяется структурой сводового поднятия, заключенной между двумя разнопадающими разломами, понижением магнитных и плотностных свойств. В целом можно сказать, что наблюдаемая картина весьма благоприятна для накопления УВ, тем более это подтверждается данными бурения.

Если обобщить все описанное выше, то можно сформировать структуру методики комплексной интерпретации гравимагнитных и сейсмометрических данных для прямых поисков нефти и газа, а возможно и рудных месторождений.

Итак:

1. Обработка гравимагнитных данных методом полного нормированного градиента (Березкин).
2. Интерпретации гравимагнитных данных ПО Oasis montaj, а именно применение различных фильтров на основе быстрого преобразования Фурье.
3. Использование метода сейсмотомографии для обработки профилей КМПВ и ГСЗ.
4. Комплексная интерпретация при построении геолого-геофизической модели, используя ПО Oasis montaj

В результате, полученная методика, позволяет поставить вопрос об использовании ее для исследования всех благоприятных структур на возможную перспективность УВ территории Грузии.

### Литература

1. Березкин В.М. и др. Применение геофизических методов разведки для прямых поисков месторождений нефти и газа. Москва «Недра».- 1978 г.
2. Березкин В.М. Метод полного градиента в геофизической разведке. Москва «Недра».-1988.- С.188.
3. Гамкрелидзе Н.П., Гонгадзе С.А., Гиоргобиани Т.В., Миндели П.Ш., Глonti Н.Я., Яволовская О.В. - Глубинное геологическое строение Картли-Кахети по геофизическим данным, Монография.- 2013.-149с.
4. Гамкрелидзе Н.П., Гонгадзе С.А., Миндели П.Ш., Д.К. Кириа, Яволовская О.В. - Физика земной коры Грузии. Монография.- 2012.-221с.
5. Гамкрелидзе Н.П., Гонгадзе С.А. К вопросу происхождения «красноколотских известняков» и распространения аналогичной им фации в Кахетии на глубине. საქართველოს ნაკობი და ვაზი.- 2005. №12. გვ. 79-88
6. Иобадзе Э. и др. Отчет о научно-исследовательской работе «Пересчет запасов нефти и газа по месторождению Самгори и подсчет запасов по участку Ниноцминда». Фонды Департамента геологии Грузии.
7. Карус Е.В., О.Н. Кузнецов, М.А. Киричек. Прямые поиски залежей нефти и газа по комплексу геофизических и геохимических методов. – В: Тр.ХХХ Международного геофизического симпозиума. «А» - геофизические работы на нефть и газ.-1988.-С. 63-72.
8. Миндели П.Ш.- Гравитационная модель литосферы Кавказа и Восточного Средиземноморья. Тбилиси, из-во. ГСҮ. -. 1999.
9. P.Mindeli, G.Jashi, T.Gvantseladze, S.Ghonghadze - A model of Earth's crust structure in the depression zone of West Georgia, Bulletin of the Georgian National Academy of Science, 173, #2, 2006.
10. Метревели В.Н. - Результаты сейсморазведочных работ метода ОГП МПВ и МПВ на площадях Гурджаани, Вашлиани и Рустави. Отчет с/п 0389, фонды Департ. Геологии 1990.

**ნახშირწყალბადების ძიებისას სეისმური ტომოგრაფიის მეთოდის გამოყენება  
გტკმ და სსზ მასალების გრავიმეტრიულ და მაგნიმეტრიულ მონაცემებთან  
კომპლექსში**

**ღონღაძე ს., მინდელი პ. ქირია ჯ., ესაკია ა.**

**რეზიუმე**

სტატიაში განხილულია სეისმური, გრავიმეტრიული და მაგნიტომეტრიული მონაცემების გამოყენებით ნავთობგაზშემცავი სტრუქტურების ძიებაში სეისმური ტომოგრაფიის მეთოდის გამოყენების შესაძლებლობები.

ჩატარებულია გეოფიზიკური მონაცემების კომპლექსური ანალიზი და დადგენილია აღმოსავლეთ საქართველოს ტერიტორიის ზოგიერთ უბანზე ნავთობგაზშემცავი საბადოების შესაძლო განაწილების სურათი.

**APPLICATION OF THE SEISMIC TOMOGRAPHY METHOD ACCORDING TO  
THE MATERIALS OF CORRELATION METHOD OF REFRACTED WAVES AND  
DEEP SEISMIC SOUNDING TOGETHER WITH GRAVIMETRIC AND  
MAGNETOMETRIC DATA FOR HYDROCARBON PROSPECTING**

**Ghonghadze S., Mindeli P., Kiria J., Esakia A.**

**Abstract**

The article surveys the possibilities of use of seismic tomography method in prospecting the structures containing oil and gas by means of seismic, gravimetric and magnetometric data.

A complex analysis of geophysical data has been carried out and an image of probable distribution of the structures containing oil and gas on some territories in Eastern Georgia has been determined.