



Несмотря на малые значения коэффициента эффективной трещиноватости ( $m_{т,э}=0,4-1,47\%$ ) емкость трещин может содержать извлекаемые запасы нефти, соизмеримые с запасами, находящимися в порах блоков коллектора.

Определение эффективной емкости трещин имеет значение лишь для низкоемких пород с пористостью менее 5,5%, в других случаях следует оценивать фильтрацию углеводородов и возможность перетока флюида из матрицы в трещины.

При значительной мощности отложений, интенсивной трещиноватости и тонкопористой матрице, которая, по существу, при порах с радиусами менее 0,1 мкм занята связанной водой, емкость трещин, безусловно, имеет самостоятельное значение даже при величине, равной 1,0%, и может содержать существенные извлекаемые запасы углеводородов.

Емкость коллектора трещинного типа, достигающая 1,0–2,5%, характеризует пласты с интенсивной трещиноватостью.

Из зарубежной практики разработки нефтяных месторождений известно, что при низкой пористости пород, редко достигающей 3%, из залежи, тем не менее, извлекались значительные запасы нефти и газа [2].

Исследование литолого-физической характеристики трещинных и порово-трещинных карбонатных коллекторов евлано-ливенских отложений на Белокаменном месторождении показало довольно сложное строение их пустотного пространства. Оно характеризуется наличием мельчайших пор, микро- и макротрещин, каверн и других пустот, которые в процессе вскрытия пласта интенсивно кольматируются буровым раствором, приводя к полному нарушению гидродинамической связи пласта со скважиной.

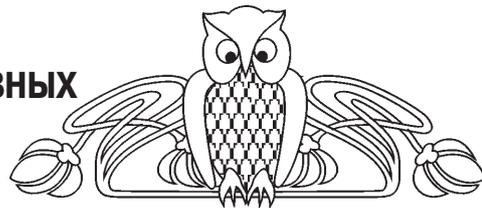
Результаты работ по освоению скважин на Белокаменной площади свидетельствуют о том, что в этих условиях промышленные притоки нефти и газа были получены лишь при применении методов интенсификации (солянокислотные обработки) притоков нефти и газа.

#### Библиографический список

1. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., 1977. 287 с.
2. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. М., 1982. 256 с.

УДК 550.83

## ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ МЕТОДАМИ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ И ПРАКТИКА ИХ ПРИМЕНЕНИЯ



**М.И. Рыскин**

Саратовский государственный университет,  
кафедра геофизики  
E-mail: riskinmi@sgu.ru

Рассматриваются вопросы о возможностях прогнозирования залежей углеводородов с помощью методов грави- и магниторазведки на основе многоуровневых физико-геологических моделей нефтегазовых залежей. Продемонстрированы примеры комплексирования геопотенциальных методов при прогнозировании нефтегазовых объектов и возможности использования корреляционной методики разделения геофизических аномалий КОМР.

#### Physico-geological Bases of Forecasting Objects, Perspective on Oil and Gas by Methods of Prospecting Geophysics and Practice of their Application

**M.I. Riskin**

Questions on opportunities of forecasting of deposits of hydrocarbons with the help of gravimagnetic methods are considered on the basis of multilevel physico-geological models of oil-and-gas deposits. Examples integration geopotential methods are shown at forecasting oil-and-gas

objects and an opportunity of use of a correlation technique of division of geophysical anomalies KOMR.

#### Предварительные замечания

Нефтяная отрасль продолжает оставаться определяющим компонентом экономического благополучия России, и потому современное ее состояние и перспективы роста волнуют значительную часть россиян. На рубеже 90-х гг. прошлого века произошли громадные перемены в структурировании отрасли, вызванные революционным переделом всего нефтяного рынка России. Это повлекло за собой тяжелые последствия в самом функционировании геолого-разведочных и нефтедобывающих предприятий. До этого времени в Саратовской области, к примеру, работы на нефть и газ проводили 2 недропользователя – Мингео и Миннефтепром, в настоящее время их 28. Геофизический рынок в стране представлял собой консолидированную службу с централизованной наукой и выпуском оборудования. Разработкой и внедрением матобеспечения для всех



производственных организаций Миннефтепрома (превратившихся в сервисные акционерные компании) занималась единственная организация – Центральная геофизическая экспедиция в Москве, куда были собраны выдающиеся специалисты в области нефтяной геофизики, многие из которых уже выехали из России. Потеря собственной централизованной науки привела к переходу на западные технологии, к беспорядочным закупкам различных пакетов программ для обработки, интерпретации, моделирования и проектирования, которые зачастую не соответствуют российским моделям данных [1]. Добыча нефти и газа стабилизировалась на уровне 300 млн т (что составляет половину советского максимума), а ее увеличение сдерживается среди многих причин существенным уменьшением объемов разведочных работ. Все эти и множество других обстоятельств требуют привлечения каких-то неординарных средств для того, чтобы обеспечить количественный рост нефтеразведки и качественное преобразование геофизической службы как основного фактора, обеспечивающего жизнеспособность и развитие нефтегазовой службы.

Большая часть таких средств обращается в сфере экономики и менеджмента. Так, в [1] прогнозируется третья волна смены руководства предприятия отрасли и уход значительных объемов производства нефти в руки зарубежных крупных компаний – инвесторов, имеющих опыт как в финансовых, так и в производственных вопросах, и прежде всего в управлении. Однако определенная перспектива роста связана также с инновационной деятельностью самих нефтяников и геофизиков-разведчиков. Уместно вспомнить, что на рубеже 80–90-х гг. XX столетия, если судить по отчетам крупнейших зарубежных геофизических фирм, во взглядах геофизиков наметились довольно существенные изменения. Тогда падение стоимости нефти на мировом рынке привело к частичному уменьшению объемов дорогостоящей сейсморазведки и к расширению фронта работ легкими методами, в первую очередь, гравиразведкой в комплексе с магниторазведкой, на которые были возложены задачи по выявлению объектов поиска для последующей сейсморазведки («фокусировка» сейсморазведки). Кроме того, стала очевидной целесообразность согласования методики комплексных геофизических исследований со спецификой геолого-геофизических условий проведения работ, которые характеризуются значительной изменчивостью как в вертикальном, так и в латеральном направлении. В России же до сих пор геофизики зачастую используют в разных ситуациях более или менее стандартную методику, определяемую не столько геологией, сколько достигнутым технико-методическим уровнем. Используется, например, одна и та же методика МОГТ (с одинаковым  $X_{\text{макс}}$ , кратностью перекрытий и пр.) в условиях солянокупольного

Прикаспийского бассейна с глубоководными подсолевыми толщами и в мелководном бессолевым разрезе Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Вполне понятно, что более объективным, как пишет О.К. Кондратьев [2], был бы «индивидуальный» подбор методов и средств исследований для каждого конкретного случая.

В итоге уже в 90-е гг. наиболее актуальной стала проблема гибкого комплексирования сейсморазведки с другими геофизическими методами – электроразведкой, гравиразведкой, магниторазведкой. Свидетельством тому может служить дискуссия на эту тему, развернутая на страницах журнала «Геофизика» в конце 90-х – начале 2000-х годов. Действующими лицами этой дискуссии оказались все крупнейшие деятели современной разведочной геофизики, начиная от О.К. Кондратьева и В.Н. Страхова и заканчивая А.С. Кашиком и А.А. Никитиным. Все началось со статьи О.К. Кондратьева [2], в которой была сформулирована новая парадигма комплексирования геофизических методов, противопоставленная старой стратегии «проведения в начале рекогносцировочных региональных работ более легкими и дешевыми геофизическими методами» (гравиразведка и магниторазведка) и т.д. Кондратьев [2] утверждает, что эта парадигма сыграла свою историческую роль и изжила себя, поскольку в большинстве нефтяных районов всякого рода рекогносцировку можно считать давно завершённой.

Сущность предложенной О.К. Кондратьевым новой парадигмы состоит в следующем.

В прежней «стадийной» системе комплексирования все методы геофизики были ориентированы на решение одной геологической задачи. В новой системе на смену этой установке приходит «тезис о различии физических возможностей методов, а следовательно, и о различии решаемых более тонких задач каждым геофизическим методом. Единой остается геологическая формулировка задачи, которая разделяется на разные геофизические подзадачи, решаемые в комплексе разными геофизическими методами» [2, с. 16]. Так, на долю «сейсморазведки» выпадает решение структурных задач при изучении пликвативных сред, поскольку все другие методы не обладают нужными для этого точностью и детальностью исследований. В таком смысле сейсмические работы должны быть опережающими в общем комплексе. Они должны готовить объекты по месту их положения для последующих работ по определению вещественного состава или состояния среды. Электроразведочные методы обнаруживают наибольшие возможности в плане прогнозирования литологической характеристики разреза, и особенно в отношении прогнозирования нефтегазоносности пород. А в том случае, «когда дистанционность и необходимость строгой локализации объектов не являются решающими факторами, что мы имеем при каротаже скважин» [2, с. 10],



электромагнитные методы исследований, позволяющие получить более разносторонние параметры среды, начинают играть главенствующую роль в комплексе. В этой связи интересно рассмотреть и возможности гравимагнитных методов при решении задач нефтегазовой геологии.

В уже цитированной статье О.К. Кондратьева указывается, что «перед» высокоточной гравиметрией, а также магнитометрией надо, прежде всего, поставить задачи изучения покрывающей толщи пород, выявления в ней субвертикальных неоднородностей и «расширения числа разнородных осредненных характеристик пород, учитываемых при построении приближенной к реальной общей геофизической модели среды» [2, с. 17]. Такая задача может показаться малозначимой, однако это не так. Все плохо учтенные особенности верхней части разреза, через которую проходит сигнальное сейсмическое или электромагнитное поле, в той или иной степени неизбежно переносятся на относимые к глубоким слоям параметры среды. При решении достаточно тонких геолого-геофизических задач, находящихся на грани физических возможностей наших методов, это совсем немаловажно [2]. Против сказанного нет возражений, однако, по нашему мнению, сказано далеко не все. В частности, здесь не упоминается аспект прямого прогнозирования нефтегазоносности по гравимагнитным данным. Между тем этот аспект обсуждается в последнее время весьма активно [3]. Таким образом, целесообразно более обстоятельно остановиться на вопросах геологической информативности гравимагнитных данных в отношении углеводородного фактора.

### **О возможностях прогнозирования нефтегазовых залежей грави- и магниторазведкой**

Единой общепринятой точки зрения на возможности прогнозирования нефтегазоносности по гравимагнитным данным, к сожалению, не сложилось. Единства нет даже среди самих гравиметристов и магниторазведчиков. В то же время никем, по существу, не оспаривается тот факт, что залежи углеводородов – легких и диамагнитных флюидов – находят то или иное отображение в геопотенциальных полях, поскольку создают дефект плотности и область отрицательных намагниченностей в сводовой части залежи. Из последних по времени публикаций по данным вопросам наиболее обстоятельными являются работы В.Г. Мавричева, О.В. Витвицкого, А.А. Чернова, В.В. Колесова, И.Н. Михайлова. Не утратили своей содержательности и более давние публикации М.А. Киричек, Л.А. Гершанок, С.И. Кассина и др.

В работе [3] справедливо отмечается, что источником гравитационных аномалий, диагностирующих залежь, является разуплотнение. Однако наличие последнего еще не может быть доказательством нефтеносности объекта, т.е. решение

задачи обнаружения залежи хотя и представляется возможным, но не бывает полностью однозначным. Далее авторы [3] акцентируют внимание читателя на том, «что уменьшение плотности на контактах вода-нефть-газ происходит резко, а за счет разуплотнения изменения постепенны от крыльев к своду структуры. Поэтому эффект от собственно залежи может по форме отличаться от влияния разуплотнения. Моделирование тем не менее показывает, что по форме эти эффекты одинаковы и неразличимы по горизонтальным градиентам» [3, с. 40]. Моделирование также дает порой заниженную оценку аномальных эффектов – по сравнению с экспериментально наблюдаемыми. Например, по таким структурам Саратовского Поволжья, как Урицкая, Первомайская и Степновская, теоретический эффект от залежи составил 0.25 мГал, 0.1 мГал и 0.28 мГал, а выделенные из наблюдаемого поля минимумы равны соответственно 0.91 мГал, 1.8 мГал и 1 мГал, т.е. гравиеффект, обусловленный непосредственно залежью, составляет 10–15 % от полного минимума, наблюдаемого над структурой [4].

Феномен несоответствия расчетных и наблюдаемых аномалий над месторождениями О.В. Витвицкий [5] объясняет тем, что теоретические расчеты обычно проводят для сосредоточенных масс, заполняющих лишь интервал промышленной нефтегазоносности, и не учитывают насыщенность углеводородами разреза в целом, тогда как многочисленные нефтегазопроявления, а также обширный ореол рассеяния над залежью недвусмысленно свидетельствуют об этом. Поэтому, пишет далее Витвицкий [5], результаты прямых расчетов следует рассматривать как минимальную, существенно заниженную оценку возможного эффекта. Замечено также, что локальные минимумы над залежью часто характеризуются эффектом автолокализации: по размерам соответствуют размерам залежи (а не «размазываются» над ней как при моделировании) и отличаются наличием резких горизонтальных градиентов в краевых частях минимума. Эффект автолокализации А.А. Чернов и В.В. Колесов [3] объясняют при этом «флюидизацией» разреза над залежью и тем, что на контактах вода-нефть-газ в результате химических процессов происходит также изменение состава и свойств пород в околозалежном пространстве, которое приводит к повышению плотности этих пород. Последнее вызывает небольшие по горизонтальным размерам аномалии, проявляющиеся в суммарном поле  $\Delta g$  в виде резких горизонтальных градиентов над контактами вода-залежь. Таким образом, наблюдаемый в аномальном гравитационном поле над залежью нефти и газа минимум силы тяжести с резким горизонтальным градиентом на концах может быть основным поисковым признаком при оценке нефтегазоносных структур.

В магнитном поле отображается до 85 % нефтегазовых месторождений и по большей части



залежи отвечает слабое (от единиц до первых десятков нТл) понижение напряженности поля  $\Delta T$  [3]. Такие понижения объясняются диамагнитными свойствами нефти (до  $-1 \cdot 10^{-5}$  Си), часто наблюдаемым формационным увеличением намагнитченности породы-коллектора от центра структуры-ловушки к крыльям, благодаря увеличению содержания гематита и магнетита, изменением направления вектора намагнитченности с горизонтального в своде на вертикальное – в крыльях, а также физико-химической активностью углеводородного флюида на контакте залежи с окружающей средой, в связи с чем в этих краевых зонах накапливается вторичный тонкодисперсный магнетит и сидерит, из-за чего отмечается тенденция уменьшения  $\chi$  над залежью. Магнетит может образоваться и над залежью в результате редукции гидратов окислов железа и (или) гематита от миграции углеводородов в ореоле вторжения над залежью, и тогда в поле  $\Delta T$  фиксируется максимум [6].

Максимумы, как отмечается в [5], могут появиться над залежью и в поле  $\Delta g$  по тем же причинам и в соответствии с принципом инверсии, согласно которому всякому недостатку массы, образуемому в земной коре в результате каких-либо процессов, с необходимостью должен соответствовать избыток массы, генетически связанный с первым. Такой избыток может, в частности, возникнуть на контакте углеводородов с породами, покрывающими залежь и подпирающими пластовыми водами, т.е. в ближней зоне – пространстве, непосредственно окружающем залежь. Под действием происходящих здесь физико-химических и биохимических процессов происходит образование кальцита, кварца, пирита и других минералов. Выпадая в осадок, они цементируют породы, увеличивают их плотность и уменьшают пористость. Наиболее интенсивно вторичные преобразования происходят в подошве залежи, что связано с активной жизнедеятельностью сульфатредуцирующих микроорганизмов на контакте пластовых вод и углеводородов (запечатывающий слой). Преобразование горных пород в дальней зоне (выше залежи) также определяется взаимодействием пород с углеводородными газами, диффузионно проникающими из залежи. Основными каналами восходящей диффузионной миграции УВ являются кольцевые субвертикальные участки максимальных касательных напряжений – зоны деструкции (нарушений). Преобразования пород в области газовых «ореолов вторжения» аналогичны рассмотренным преобразованиям в ближней зоне. Основные отличия заключаются в том, что процессы преобразования происходят с меньшими концентрациями УВ (чем в залежи) и главным образом с наиболее легким углеводородом – метаном [3].

Таким образом, в целом можно говорить о многообразии форм проявления залежей в геопотенциальных полях, о знакопеременном характере

многих признаков залежи, об отсутствии универсального геофизического признака, надежно работающего в различных ситуациях. Возвращаясь к несоответствию результатов моделирования с наблюдаемыми эффектами, заметим, что нами предпринимались попытки моделирования геологических структур с нефтегазонасыщением, опираясь на так называемую многоуровневую модель нефтегазовой залежи.

#### Модель «Антиклинальное поднятие»

Модель включает все основные факторы (зоны) обобщенной физико-химической модели залежи, показанной на рис. 1, и является трехуровневой.

Фактор, соответствующий первому – структурному – уровню представлен двумя элементами: тектоническим выступом (горстом) в рельефе поверхности, как бы имитирующей кровлю кристаллического фундамента на глубине 3000 м, и слоем терригенных пород (нижний терригенный комплекс осадочного чехла), расположенным над этой поверхностью. Амплитуда тектонического выступа – 200 м, «сложен» он плотными и магнитными магматическими породами гранитно-метаморфического комплекса. Значение эффективной плотности ( $\Delta\sigma_{изб}$ ) для этого объекта задавалось равным  $0.25 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>, интенсивность намагничения ( $J$ ) – 100 нТл. Уже упоминавшийся слой пород, перекрывающий кровлю кристаллического фундамента, имеет  $\Delta\sigma_{изб} = 0.1 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>,  $J = 30$  нТл и запечатывает пласт-коллектор снизу.

Второй фактор – пласт-коллектор мощностью 300–500 м с максимальной глубиной залегания подошвы 2800 м, «сложенный» рыхлыми слабомагнитными терригенными породами;  $\Delta\sigma_{изб}$  этого слоя задавалась равной –  $0.2 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>,  $J = 10$  нТл. В результате изгиба пласта-коллектора образуется антиклинальное поднятие, сводовая часть которого представляет собой ловушку УВ. Амплитуда ловушки составляет 300 м, глубина залегания (ВНК) – 2400 м. В варианте модели с нефтегазонасыщением ловушка насыщена углеводородными флюидами – нефтью и газом. Для нижнего слоя (интервала) залежи, насыщенного нефтью,  $\Delta\sigma_{изб}$  принималась равной –  $0.25 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>,  $J = -3$  нТл (нефть-диамагнетик). Иными словами, дефицит плотности по отношению к фоновым значениям составляет  $-0.05 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>, интенсивность намагничения в три с лишним раза меньше. Для верхней части залежи, заполненной газом,  $\Delta\sigma_{изб} = -0.4 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup> (дефицит плотности  $-0.2 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>,  $J = -1$  нТл). Значение  $J$  на порядок меньше фонового. Этому фактору отвечает 2-й уровень многоуровневой модели – ловушка как плотностная и петромагнитная неоднородность.

Третий фактор представлен ореолом вторжения УВ, расположенным непосредственно над газовой «шапкой», и субвертикальными кольцеобразными зонами с разнотенным состоянием пород, которые подверглись преобразованиям в

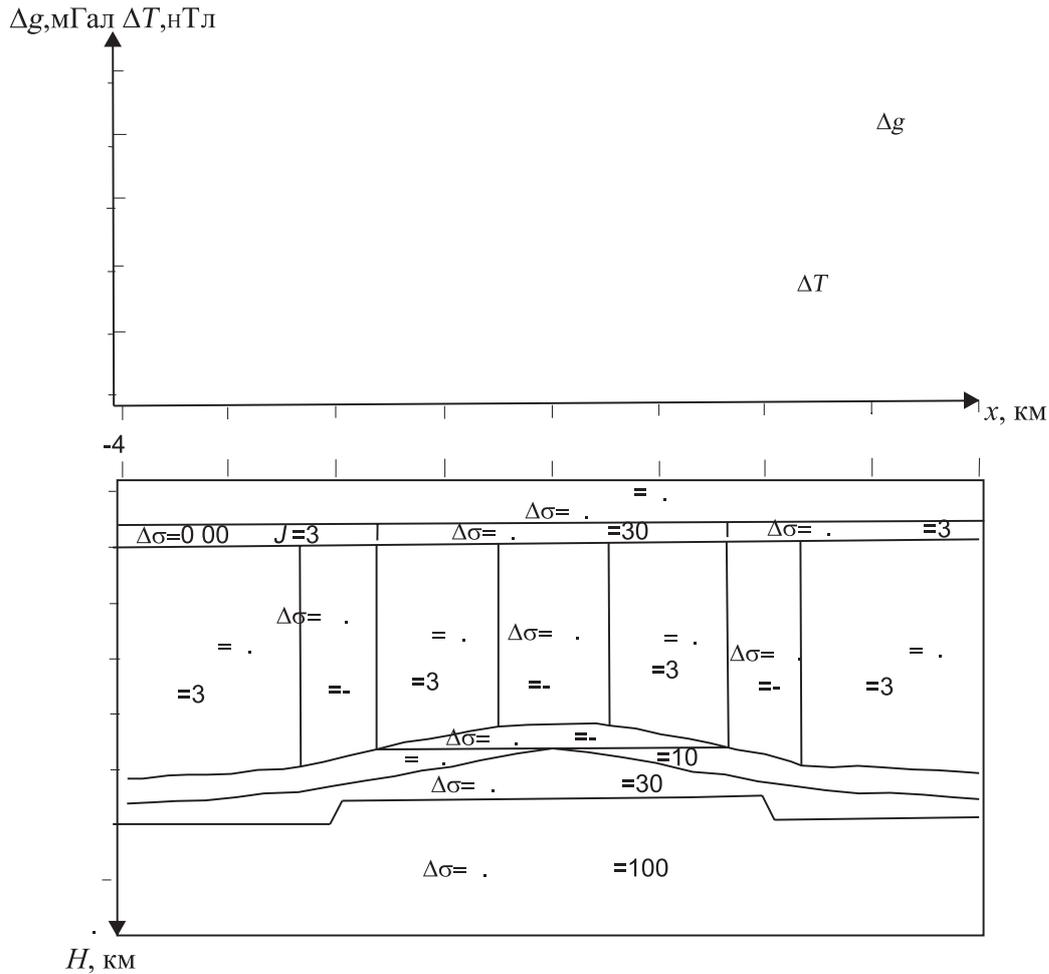


Рис. 1. Многоуровневая гравимагнитная ФГМ антиклинальной структуры с нефтегазонасыщением

результате миграции УВ. Для центрального ореола вторжения УВ  $\Delta\sigma_{\text{изб}} = -0.02 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ ,  $J = -1 \text{ нТл}$ , для субвертикальных кольцеобразных зон  $\Delta\sigma_{\text{изб}} = -0.01$  и  $\Delta\sigma_{\text{изб}} = 0.0 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ ,  $J = -1$  и  $J = 3 \text{ нТл}$ .

Четвертый фактор составлен из трех горизонтальных объектов (пластин), расположенных в интервале смены зон восстановительного и окислительного режимов. Для центральной пластины  $\Delta\sigma_{\text{изб}} = 0.2 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ ,  $J = 30 \text{ нТл}$ , для краевых  $\Delta\sigma_{\text{изб}} = 0.0 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ ,  $J = 3 \text{ нТл}$ . Два последних фактора отвечают третьему ореольному уровню неоднородности многоуровневой модели.

Собственно приповерхностная зона ( $\Delta\sigma_{\text{изб}} = 0.0 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ ,  $J = 0.03 \text{ нТл}$ ) аппроксимирована горизонтальной пластиной.

Геометрические характеристики и оценки плотностных параметров вышеописанной модели были использованы и при исследовании теоретического волнового поля В.Г. Балабановым [7]. Выяснилось, что из всех учтенных физико-геологических элементов модели наиболее сильно на динамику отраженных волн влияет фактор 2-го уровня, т.е. собственно залежь, заданная как область с повышенным поглощением сейсмической энергии (значение коэффициента поглощения

было задано на порядок сильнее фонового). При этом инверсный характер изменения амплитуд отражений от кровли и подошвы продуктивной толщи может быть, как полагает Балабанов, использован как прогнозный критерий при динамической интерпретации сейсмоданных: при наличии залежи УВ в своде антиклинальной структуры интенсивность отражений от подошвы продуктивной толщи и фундамента уменьшается в направлении к своду структуры, образуя широкий минимум. Интенсивность отражений от кровли нефтегазосодержащего интервала разреза возрастает от  $2.8 \cdot 10^{-6}$  усл.ед. (на ПК 0-10) до  $6.5 \cdot 10^{-6}$  усл.ед. (ПК 30), образуя максимум над сводом структуры.

Соответствующее отображение такой модели в гравитационном и магнитном полях выглядит следующим образом. Сложение всех факторов физико-геологической модели (ФГМ) (см. рис. 1) приводит к появлению локального прогиба-минимума (амплитудой 0.8 мГал) на фоне основного «структурного» максимума. В поле  $\Delta T$  введение субвертикальных кольцеобразных зон с использованием программы Интермаг (С.А. Первого) вызывает более резкую дифференциацию кривой,



где каждый вертикальный скачок интенсивности намагничивания петрофизической модели отмечается особыми точками и перепадами значений  $\Delta T$ . Наибольший перепад значений от максимума к минимуму составил более 20 нТл. Такая сильная дифференцированность рельефа поля  $\Delta T$  вполне ожидаема и следует из известного соотношения Пуассона.

Анализ выполненного вычислительного эксперимента позволяет сделать следующие выводы.

1. Основной рисунок (знаковый образ) исследованной ФГМ – максимум – создается в полях  $\Delta g$  и  $\Delta T$  структурными факторами модели (т.е. факторами 1-го уровня), и прежде всего выступом фундамента.

2. Соответствующее выступу антиклинальное поднятие усиливает этот образ, дополняя его малозаметными локальными осложнениями.

3. Область залежи как плотностная и магнитная неоднородности (факторы 2-го уровня) не меняет основной рисунок, но снижает амплитуду гравитационной аномалии на 10.5%, а магнитной – на 3.5%.

4. Вертикальные каналы миграции и физико-химическое изменение вещества под действием УВ придают рельефу кривых, особенно  $\Delta T$ , знакопеременный изрезанный характер, причем локальные экстремумы достигают значительной величины в  $\Delta g$  0.8 мГал (20%), а в поле  $\Delta T$  15.2 мГал (77%). Пилообразный рисунок аномалии  $\Delta T$  становится определяющим, почти полностью видоизменяя первоначальный структурный образ (максимум).

В целом картина распределения поля приобретает зонально-кольцеобразный характер, не раз отмечавшийся авторами экспериментальных исследований структуры геопотенциальных полей [5,7].

Резюмируя полученные результаты геосейсмического и гравимагнитного многоуровневого моделирования, можно констатировать наличие вполне реальных физических основ у всех методов сейсмогравимагнитного комплекса, достаточных для его применения с целью поисков нефтегазовых ловушек (месторождений) исследованной природы – тектонических антиклинальных структур, сопряженных с выступами фундамента. Очевидно, что переход к анализу трансформированных (остаточных) аномалий, как это обычно делается в практике гравимагнитных наблюдений, существенно усилит «чувствительность» геопотенциальных методов.

#### **Модель «Подсолевая органогенная постройка Карачаганакского типа»**

Модель подсолевой органогенной постройки рифового типа, использованную для моделирования [8], можно описать четырнадцатью геологическими телами (рис. 2), которые сообразно учету

особенностей формирования аномалий  $\Delta g$  и  $\Delta T$  собраны в четыре группы.

1. Цоколевую, представленную слабомагнитным кристаллическим фундаментом с  $\Delta\sigma_{\text{изб}} = 0.4 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ ,  $J = 30 \text{ нТл}$ . В эту группу включено плотное пластообразное тело 2, имитирующее нижний терригенный комплекс осадочного чехла, развитый на всех древних платформах.  $\Delta\sigma_{\text{изб}}$  этого тела также  $0.4 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ ,  $J = 10 \text{ нТл}$ .

2. Карбонатно-терригенную подсолевую, включающую тела 3–9, которая состоит из плотных и немагнитных рифовых сооружений и компенсационных толщ заполнения терригенной природы: с  $\Delta\sigma_{\text{изб}} = 0.3–0.2 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ ,  $J = 0.03–10 \text{ нТл}$ .

3. Солянокупольную, состоящую из двух одинаковых по форме и размерам соляных куполов (тело 10). Исследовалось два варианта задания этих тел: петрофизически симметричная картина «чистых куполов» ( $\Delta\sigma_{\text{изб}} = -0.2 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ ,  $J = -5 \text{ нТл}$ ) и асимметричная – один из куполов как бы «засорен» привнесенным терригенным материалом (с  $\Delta\sigma_{\text{изб}} = -0.05 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ ,  $J = 2 \text{ нТл}$ ), как это имеет место на реальном Карачаганакском объекте.

4. Ореольную, куда вошли элементы 11–13, имитирующие факторы третьего уровня – сопутствующие ловушкам УВ: ореол вторжения 12 ( $\Delta\sigma_{\text{изб}} = -0.01 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$  и  $J = 0.03 \text{ нТл}$ ) и субвертикальные кольцеобразные зоны физико-химически измененных пород 11 ( $\Delta\sigma_{\text{изб}} = 0.02 \cdot 10^3$  и  $\Delta\sigma_{\text{изб}} = 0.0 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ ,  $J = 0.03$  и  $J = 0.0 \text{ нТл}$ ). В эту группу вошли также «неизменные» тела 13.

5. Зону поверхностных неоднородностей 14, вызванных сменой окислительного и восстановительного режимов. Ее параметры  $\Delta\sigma_{\text{изб}} = 0.1 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ ,  $J = 30 \text{ нТл}$ .

6. В дальнейшем к этим факторам добавились некоторые «осложняющие» элементы, дифференцирующие петрофизическую основу модели, и общее число ее элементов было доведено до 20. Итоговые результаты вычислительных экспериментов по оценке эффектов, создаваемых в геопотенциальных полях  $\Delta g$  и  $\Delta T$  совокупностью элементов ФГМ, показаны на рис. 3 (асимметричная модель).

Рассмотрение этих результатов показывает, что в поле  $\Delta g$  флюидальные факторы полностью экранируются сопряженным эффектом купол-мульда, где влияние немагнитной соли оказывается менее значительным, уровень аномальных углеводородных эффектов может приблизиться к солянокупольному. Однако на рис. 3 в сочетании кривых  $\Delta g$  и  $\Delta T$  над исследуемыми подсолевыми объектами органогенной природы есть характерная особенность: над относительно плоским «моноклинальным» участком кривой  $\Delta T$  (от ПК –5 до ПК +5) располагается область максимума кривой  $\Delta g$ , а сама эта кривая не имеет выраженных минимумов солянокупольной природы (эти минимумы редуцированы влиянием подсолевого рифового комплекса). Такое соотношение может,

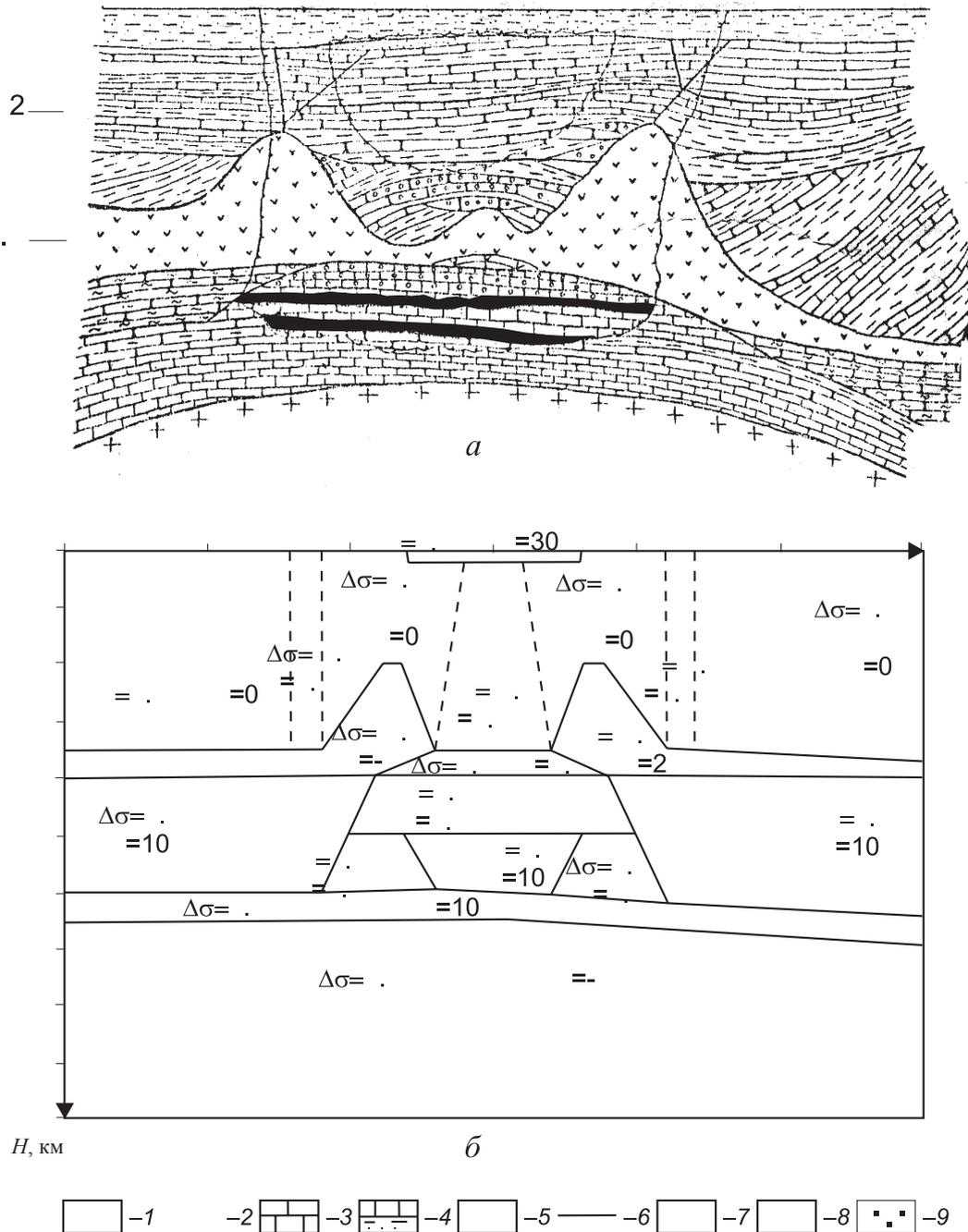


Рис. 2. Геометрическая и петрофизическая параметризация объекта Карачаганакского типа: *a* – исходная геологическая модель по [8]: 1 – границы геологические, 2 – фундамент, 3 – известняк, 4 – терригенные породы, 5 – соль, 6 – сульфаты, 7 – аномалийная зона физических параметров, обусловленная ореолом углеводородов, 8 – нефть, 9 – газ; *b* – геометризованный образ, использованный для моделирования: 1–14 – номера многоугольника,  $\Delta\sigma$  – плотность,  $J$  – намагниченность

как свидетельствуют многочисленные экспериментальные данные, освещенные в литературе [9], служить диагностическим импульсом выявления крупной карбонатно-органогенной постройки. Данные по Карачаганакскому месторождению подтверждают эти оценки влияния факторов 2-го и 3-го уровня [9]. Иными словами, нефтегазоносность объектов в полях  $\Delta g$  и  $\Delta T$  в столь сложных

геолого-геофизических условиях отражения не находит. Временной разрез (рис.4) позволяет выявить элементы конфигурации рифовмещающего комплекса и нижнепермской надстройки, но ореольные эффекты и нефтегазоносность ловушки также не выявляются. Остается предположить, что они могут быть выявлены по динамическим характеристикам сейсмозаписей.

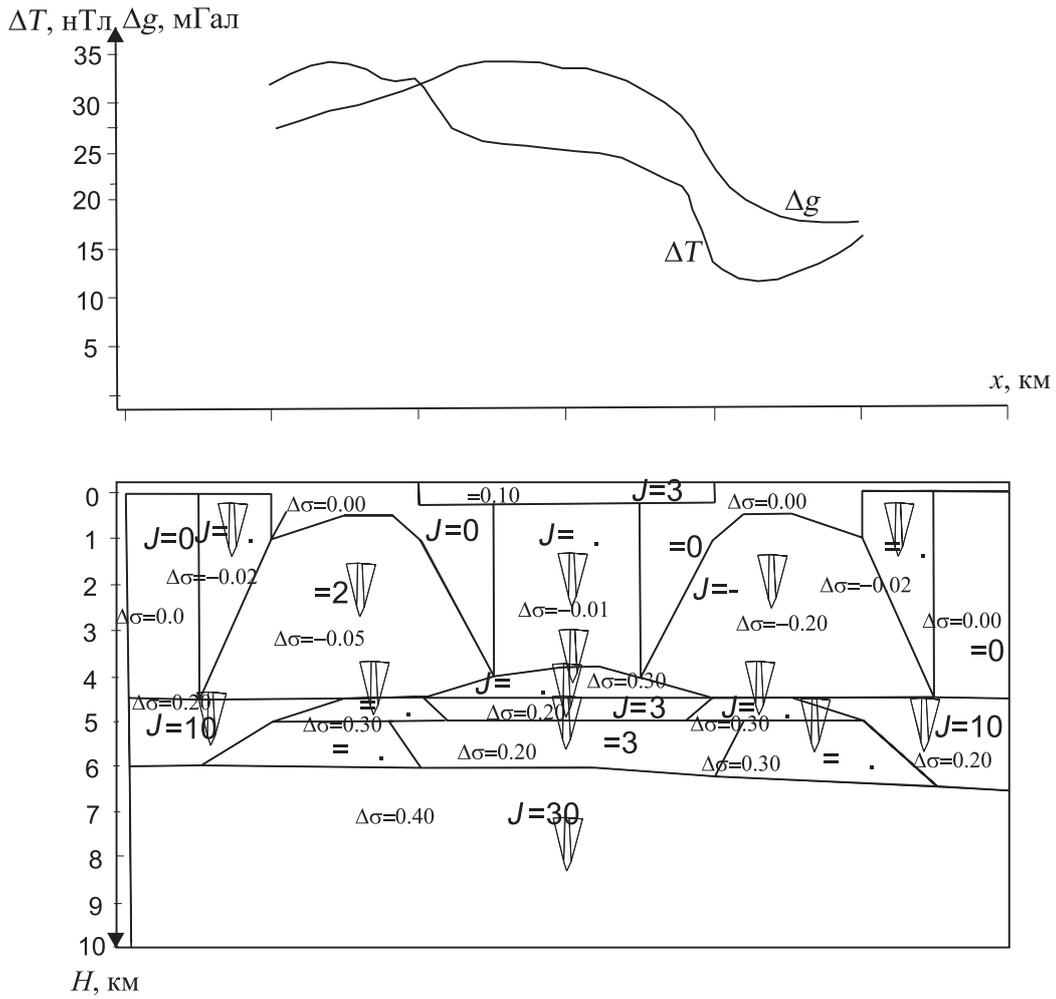


Рис. 3. Гравимагнитная многоуровневая ФГМ объекта Карачаганакского типа

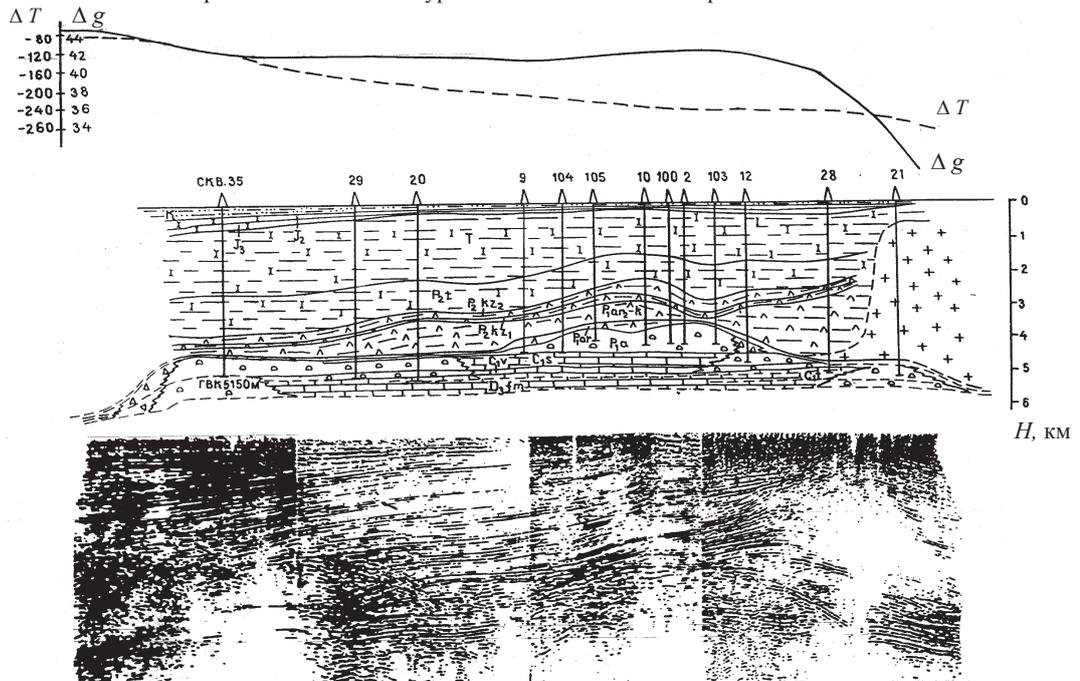


Рис. 4. Геолого-геофизический профиль скв. 35 – скв. 21. Карачаганакская площадь



Геосейсмическое моделирование по ФГМ, согласованной с моделью, приведенной на рис.2, подтверждает справедливость этих предположений. Авторам [8] удалось, в частности, установить факт латерального изменения интенсивностей отраженных волн, связанного с влиянием рифогенных построек (без нефтегазонасыщения): по кровле рифосодержащей толщи отмечается уменьшение амплитуд отражений, а по подошве – увеличение амплитуд отражений на пикетах, примерно соответствующих сводовым частям рифов.

Из сказанного очевидно, что только комплекс сейсмо-, грави- и магниторазведки является теоретически достаточным для прогнозирования подселевых органогенных объектов и их нефтегазонасыщенности. Такой минимальный по числу входящих в него методов комплекс можно считать рациональным. При этом по результатам совместного анализа гравимагнитных съемок должно, по-видимому, намечаться плановое положение прогнозируемых органогенных построек на сейсмических временных разрезах, должна просматриваться их геометрическая конфигурация, наконец, на основе углубленного анализа динамических характеристик сейсмозаписи – приниматься решение о возможном нефтегазонасыщении объекта. Можно также предполагать, что при успешном исключении гравизэффектов от соли из аномального поля  $\Delta g$  удастся использовать для прогнозирования нефтегазонасыщенности подселевых объектов данные гравиразведки.

Опыт моделирования свидетельствует все же о неполном, несмотря на все старания, воссоздании тех эффектов, которые наблюдаются на практике. А эти эффекты порой так значительны, что И.Н. Михайлов [10] связывает их именно с гравиразведкой. Обратимся к собственному опыту решения задач нефтегазовой геофизики, включая прогнозирование нефтегазоперспективных объектов, основанному на привлечении геопотенциальных методов.

#### **Примеры комплексирования геопотенциальных методов при прогнозировании нефтегазовых объектов**

Основные задачи, которые могут быть наиболее эффективно решены комплексом геопотенциальных методов с сейсморазведкой, определяются с учетом двух обстоятельств. Первое состоит в том, что гравиразведка и магниторазведка относятся к методам сплошного обследования территории. Поэтому на основе результатов гравимагнитных съемок решаются задачи районирования территории исследований по особенностям распределения геофизических полей и, следовательно, задачи структурно-геофизического районирования. Тем самым территории разделяются на участки, в рамках каждого из которых выдерживается постоянство геолого-геофизических условий и характер связи геофизических аномалий с геологическими

источниками, т.е. соблюдается принцип аналогий. Опираясь на принцип аналогий можно осуществлять прогнозирование объектов поиска нефти и газа по этим аномалиям, что создает необходимые предпосылки для «фокусировки» дорогостоящих сейсморазведочных работ на перспективных в нефтегазонасыщенном отношении участках.

Второе обстоятельство заключается в глубинной геологической природе гравимагнитных аномалий, которые контролируют в первую очередь выступы в рельефе плотных и относительно магнитных пород фундамента, глубинные разломы и прочие факторы, в немалой степени предопределяющие наличие структурных осложнений в разрезе осадочного чехла. К этим осложнениям, как известно, обычно приурочены ловушки нефти и газа. Поэтому первая задача, для решения которой следует привлекать гравимагнитные данные, – выявление участков (на основе структурно-геофизического районирования), перспективных для постановки сейсморазведочных работ на нефть и газ. Уместно напомнить, что районирование облегчает выбор первоочередных направлений поисково-разведочных работ не только на слабо изученных территориях, но и в старых нефтегазонасыщенных провинциях, где в нарушение принципа стадийности поиска сразу проводились сейсморазведочные крупномасштабные поисковые работы на отдельных локальных площадях, а целостного представления о строении территории не сложилось. Обычно районирование осуществляют по аномальным полям  $\Delta g$  и  $\Delta T$  порознь, используя такие признаки этих полей, как знак аномалий, интенсивность, возмущенность поля и т.п. Нами предлагается проводить районирование путем направленного суммирования предварительно отнормированных на величину стандарта полей  $\Delta g$  и  $\Delta T$  и построения карт комплексного гравимагнитного параметра КП [10], а также карт распределения коэффициентов корреляции аномалий  $r$  ( $\Delta g$  и  $\Delta T$ ). Это позволяет реализовать более продуктивную идею районирования территорий по соотношению гравитационных и магнитных аномалий с выделением областей их моногенности (максимумы КП-1 – прямое суммирование), аномогенности (максимумы КП-2 – инверсное суммирование). В этом случае областям, в разрезе которых развиты плотные и немагнитные карбонатные толщи (рифовые тренды, погребенные органогенные постройки депрессионного типа и пр.), отвечают максимумы КП-2, а участкам поднятий в рельефе плотных и относительно магнитных пород фундамента и нижнего терригенного (доверхнедевонского) комплекса – максимумы КП-1. Максимумам КП-2 обычно соответствуют зоны высоких отрицательных корреляций  $\Delta g$  и  $\Delta T$ , а максимумам КП-1 – интенсивные плюсовые корреляции.

В качестве примера выделения перспективных участков на рис. 5 приводятся карты комплекс-



сного параметра КП-2 северо-западного сегмента Прикаспийской впадины, полученные путем направленного суммирования поля  $\Delta T$  с полем  $\Delta g$ , редуцированным за влияние солянокупольной толщи, откартированной сейсморазведкой. На этом рисунке хорошо видно, что вдоль трассы

регионального общефедерального геофизического профиля Оренбург–Маныч выделено несколько максимумов КП, контролирующих пространственное положение крупных нефтегазоносных карбонатных подсолевых тел. Наличие двух из них (2 и 5) уже подтверждено сейсморазведкой.

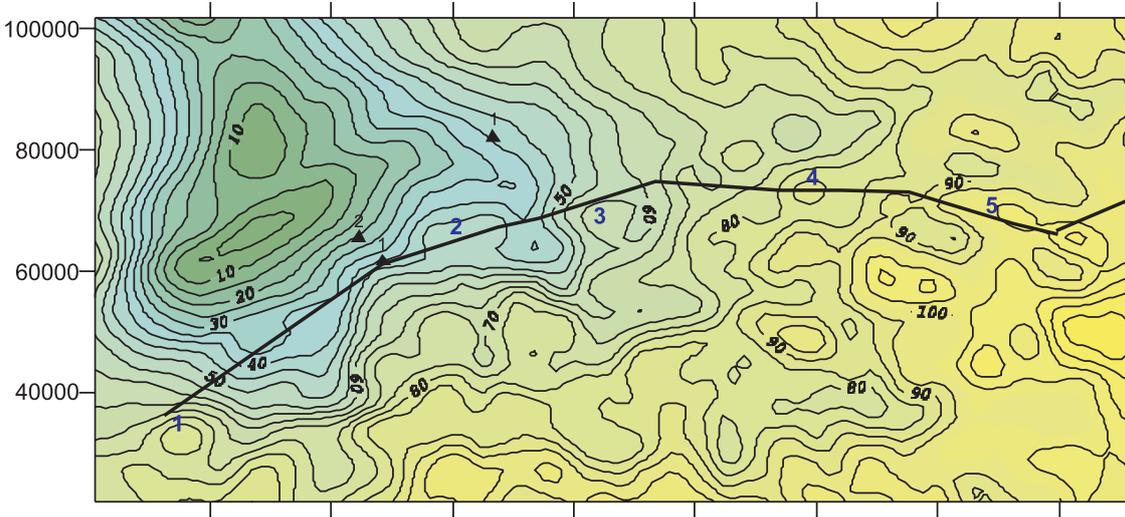


Рис. 5. Карта комплексного гравимагнитного параметра, построенная с использованием  $\Delta g_{ред}$ :

1–5 – максимумы КП;  – изолиния КП;  – глубокая скважина

Другая задача возникает в связи с интегральной природой геопотенциальных аномалий. Эту задачу можно обосновать как задачу вычленения остаточных аномалий, их пространственной привязки к локальным геологическим структурам (поднятиям, ископаемым органогенным постройкам и пр.) – источникам малоразмерных и малоамплитудных возмущений  $\Delta g$  и  $\Delta T$ , которые на гравиметрических и аэромагнитных картах проявляют себя в виде слабых вариаций хода изолиний, «фестонов» и пр. Особенно невнятным рисунком такие аномалии отличаются на картах масштаба 1:200 000; на картах более крупного масштаба (1:50000) они существенно отчетливей, но такие съемки проведены не повсеместно и их результаты более труднодоступны. Стоит подчеркнуть, что в нефтяной геофизике любая работа с гравимагнитными данными неизбежно связана с решением этой задачи, которая может быть определена как задача локализации объектов поиска. Локализацию проводят путем частотных и статистических преобразований (трансформаций) геопотенциальных полей или введением геологических редуций, т.е. вычислением прямых гравити или магнитоэффектов от известных элементов строения геологического разреза и последующим вычитанием этих эффектов из исходного суммарного поля  $\Delta g$  или  $\Delta T$ .

Пример с решением задачи локализации объектов поиска приведен на рис. 6, где показаны карты исходного и трансформированного полей

$\Delta g$  по одной из площадей Саратовского Заволжья. Видно, что рисунок нетрансформированного поля (рис. 6, а) определяет региональная трендовая компонента – значения  $\Delta g$  (в условном уровне) закономерно уменьшаются с севера на юг, практически линейный ход изолиний осложняется небольшими локальными возмущениями типа фестонов. Последние наиболее заметны в районе сосредоточения глубоких скважин, контролирующих месторождение. В трансформированном поле, полученном устранением тренда 1-го порядка (рис. 6, б) с последующим вычислением трансформации Саксова–Нигарда (рис. 6, в), эта область четко локализовалась в знакопеременную систему – область минимума, окруженную кольцеобразной зоной максимумов, не воссоздающую своего рода типовой портрет нефтегазовой аномалии.

Наконец, третью основную задачу комплексной интерпретации данных сейсморазведки с гравимагнитными резонно определить как задачу повышения достоверности выделения объектов на сейсмических временных разрезах за счет привлечения независимой, дополнительной информации об этих объектах, извлекаемой из геопотенциальных полей. Причем повышение достоверности наиболее очевидно в случае многовариантной сейсмической интерпретации, когда выбор оптимального варианта достигается в ходе сейсмогравиметрического или сейсмогравимагнитного моделирования, т.е. применением детерминистской методики построения и

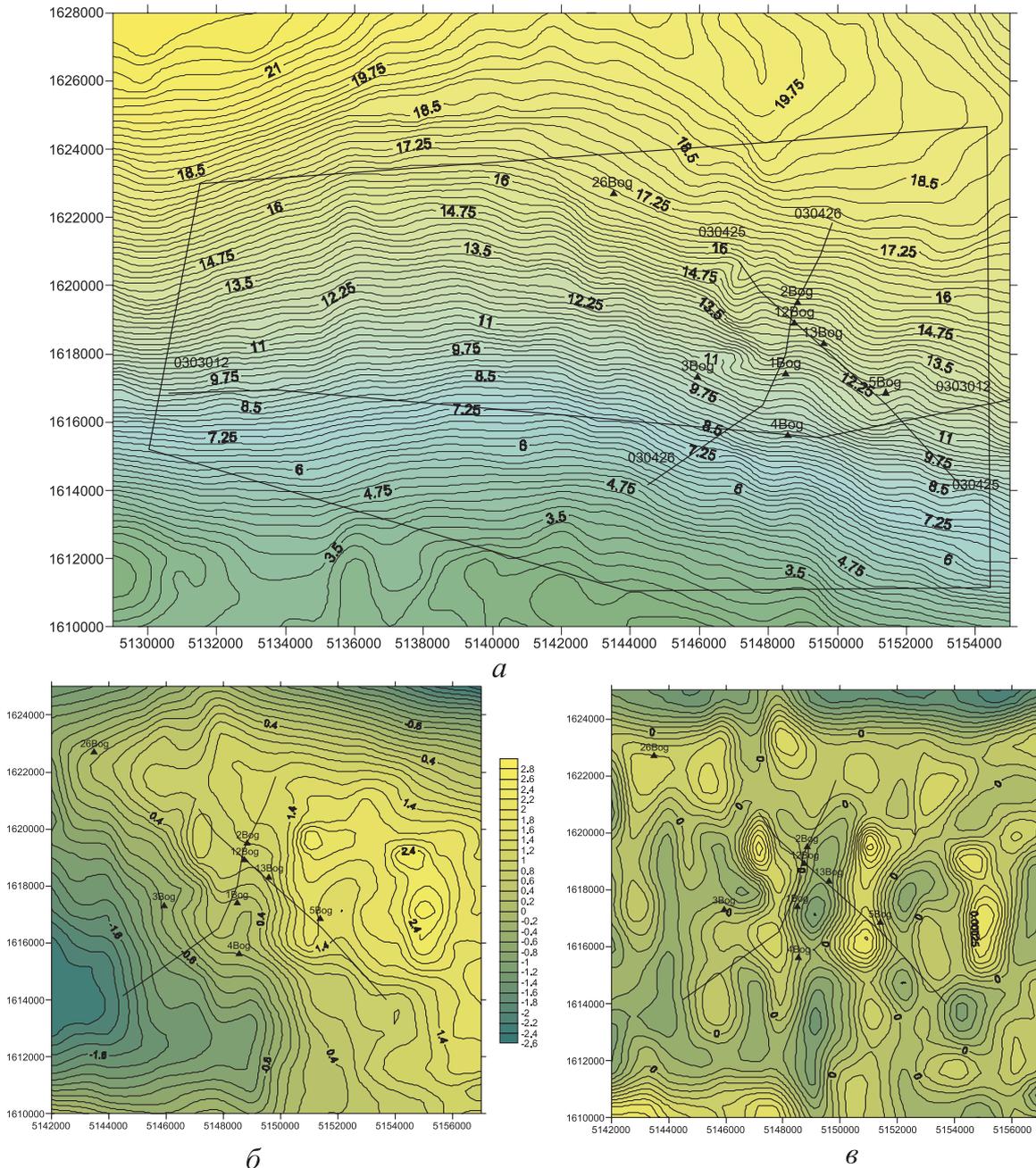


Рис. 6. Карты исходного и преобразованных полей силы тяжести Богородского лицензионного участка: *а* – карта изоаномал поля тяжести (в условном уровне); *б* – фрагмент карты  $\Delta g$  после исключения трендовой составляющей первой степени; *в* – фрагмент карты аномалий Саксова–Нигарда с использованием поля  $\Delta g$ , освобожденного от трендовой составляющей ( $r_1=500\text{м}$ ,  $r_2=2000\text{м}$ )

исследования согласованной ФГМ. В качестве оптимальной рассматривается согласованная по параметрам скорости и плотности (намагниченности) модель, для которой в процессе подбора достигнуто совмещение расчетных кривых  $\Delta g$  и  $\Delta T$  с наблюдаемыми.

В качестве заключительного этапа комплексной интерпретации можно рассматривать построение прогнозных структурных карт (схем) по целевым горизонтам разреза, т.е. создание структурной основы, необходимой для обоснованного выбора

первоочередных направлений поисково-разведочных работ. Последнее предполагает в первую очередь размещение сейсмических профилей и скважин глубокого бурения. Прогнозирование осуществляется на основе анализа взаимосвязей геопотенциальных аномалий с эталонными сейсморазведочными и буровыми данными о глубинах залегания изучаемых горизонтов. Анализ взаимосвязей завершается построением оператора прогноза на основе многомерной регрессии, после чего осуществляется процедура прогнозирования.



Прогнозирование структурных планов может оказаться излишним, если разведываемая площадь уже изучена сейсморазведкой по достаточно густой сети профилей. Тогда наиболее актуальной задачей становится прогнозирование неструктурного геологического фактора с целью определения планового положения потенциальных залежей углеводородов. Для структурного и неструктурного прогнозирования можно воспользоваться корреляционной методикой разделения геофизи-

ческих аномалий КОМП [1]. Рассмотрим примеры применения этих методик.

Согласованная сейсмогравиметрическая ФГМ одного из объектов, намеченных максимумом КП на карте рис. 5, представлена на рис. 7. Процедура согласования осуществляется на основе структурного каркаса, составленного по результатам интерпретации волнового поля (рис.8), дополненного данными, снятыми со структурной карты по кровле фундамента.

$\Delta g, \text{мГал.}$   $\Delta T, \text{нТл}$

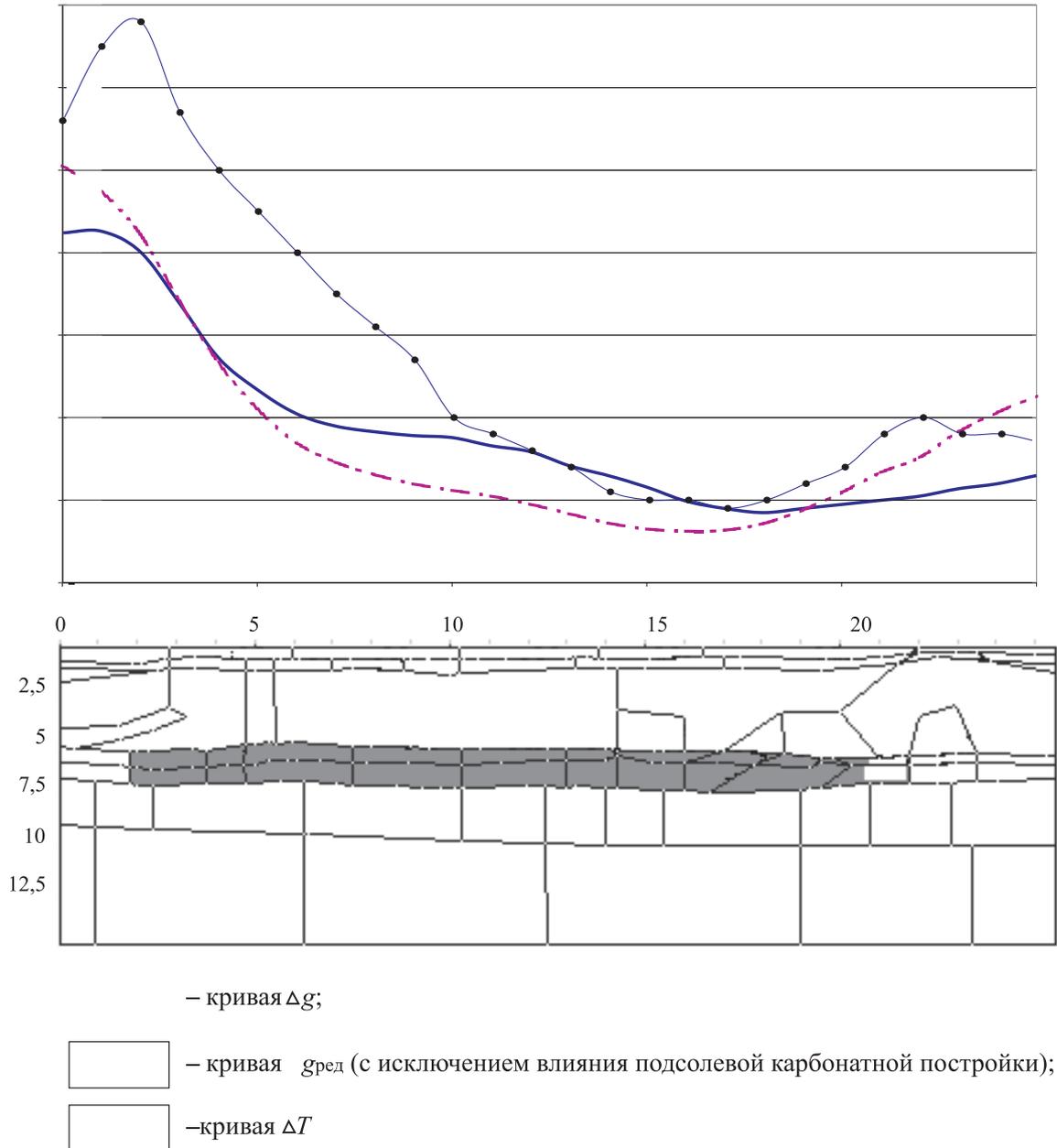


Рис. 7. Фрагмент геофизического профиля «Оренбург–Маньч»

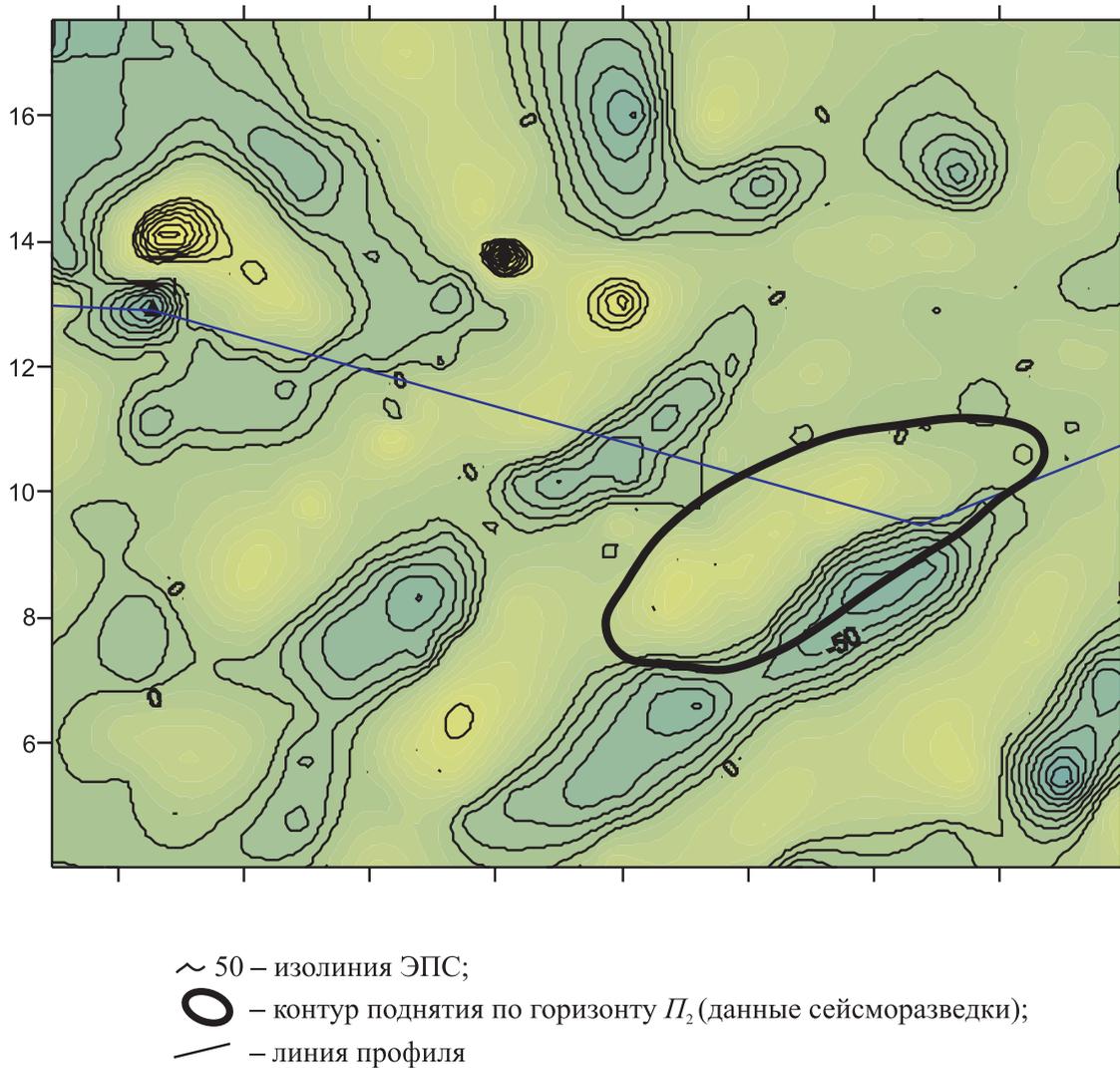


Рис. 8. Карта ЭПС (расхождений  $\Delta H$  эталонных сейсморазведочных и прогнозных по КОМП значений глубин до горизонта  $\Pi_2$ )

Блоки фундамента петрофизически параметризуются, исходя из сложившихся в результате аэромагнитных и гравиметрических съемок прошлых лет. Учитывая, что намагниченность осадочных пород не превышает, как правило,  $100 \times 10^{-3}$  А/м и наиболее магнитные из них участвуют в строении нижнего терригенного комплекса, петромагнитная характеристика блоков фундамента и упомянутого терригенного комплекса подбирается такой, чтобы полностью «скомпенсировать» кривую  $\Delta T$  (нелишне заметить, что профиль «Оренбург–Маныч» проходит почти в крест преобладающего простирания изолиний поля  $\Delta T$ ). Затем осуществляется параметризация тех же блоков в плотностной модели, так, чтобы плотностная их характеристика не противоречила петромагнитной. После уяснения роли блоков фундамента и тесно корреляционно-связанного с ним нижнего терригенного комплекса в формировании поля  $\Delta g$  подбираются плотности вышележающих комплексов осадочного чехла с учетом скважинных и

литературных данных. Внутрiformационная геометризация этих комплексов модели, их разбиение на отдельные квазивертикальные «блоковые» тела осуществляются в соответствии с рисунком волнового поля. В конечном счете достигается совмещение расчетных и наблюдаемых кривых  $\Delta g$ . Процесс формирования согласованной сейсмогравимагнитной ФГМ завершается петромагнитной параметризацией «квазблоков» и совмещением расчетной кривой  $\Delta T$  с наблюдаемой. Процесс подбора кривых останавливается достижением минимума среднеквадратического отклонения расчетных кривых  $\Delta g$  и  $\Delta T$  от наблюдаемых. Для подбора ФГМ и расчета теоретических кривых используется программный комплекс Grav\_bul и Mag\_bul, разработанный А.А.Булычевым (МГУ им. Ломоносова, 2000 г.). Модель рис.8 интересна наличием разрастания мощности карбонатного интервала под соляным куполом, в контуре выделенного по сейсморазведочным данным карбонатного объекта. По кривой  $\Delta g_{ред}$



полученной исключением из числа гравиактивных комплексов ФГМ упомянутого карбонатного интервала, видно, что образовавшийся минимум интенсивностью до 5 мГал подтверждает факт наличия контрастного по плотности карбонатного тела в разрезе подсолевого палеозоя.

Карта ЭПС, полученная с помощью методики КОМР на той же самой площади, приводится на рис. 8. Этой методикой из поля  $\Delta g$  при корректирующем участке значений поля  $\Delta T$  была выделена оптимальная остаточная составляющая  $\Delta g_{\text{ост}}$ , коррелированная с рельефом поверхности соли, закартированным сейсморазведкой МОГТ, на уровне значения коэффициента корреляции  $r = 0.95$ . Фоновая составляющая, таким образом, взяла на себя влияние всех подсолевых факторов. Из нее выделена неструктурная составляющая седьмой степени, с помощью которой построена карта «эпсилон», или ЭПС ( $\Delta H$ ). Значения  $\Delta H$  – это расхождения прогнозных по КОМР и эталонных сейсморазведочных глубин до кровли отражающего горизонта  $P_2$ , заданного в качестве геологической характеристики  $H$ . По поверхности  $P_2$ , отождествляемой с кровлей карбонатных предположительно нефтегазоносных толщ среднего карбона, а также по поверхности нижнепермских карбонатов  $P_1$ , намечено поднятие, о котором уже говорилось при рассмотрении результатов моделирования на рис. 7. Пространственный контур данного поднятия показан на рис. 8. Из работ [11, 12] известно, что область максимальных  $\Delta g$  (в два и более раз превышающих фоновые) могут рассматриваться как индикаторы наличия залежи углеводородов.

Таким образом, нетрудно убедиться в работоспособности предлагаемого комплекса геофизических методов применительно к различным задачам нефтегазовой геологии, включая непосредственное прогнозирование нефтегазоносности.

### Заключение

Резюмируя представленные в статье материалы можно видеть, что данные геопотенциальных методов в комплексе с сейсморазведочными обнаруживают способность к прогнозированию структур осадочного чехла, включая флюидальную компоненту. Впервые проведенные вычислительные эксперименты по многоуровневым моделям с нефтегазонасыщением дают этому оптимистическому заключению вполне прием-

лемое теоретическое обоснование, а примеры практического применения этого комплекса, как приведенные в настоящей работе, так и многие другие, позволяют рекомендовать его к использованию в Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносных провинциях.

### Библиографический список

1. *Кашик А.С.* Российская нефтяная геофизика. Некоторые мысли накануне третьего тысячелетия // Геофизика. 2000. №3. С. 3–12.
2. *Кондратьев О.К.* Физические возможности и ограничения разведочных методов нефтяной геофизики // Там же. 1997. №3. С. 3–18.
3. *Чернов А.А., Колесов В.В.* Обнаружение и картирование залежей УВ по их проявлениям в геопотенциальных полях // Там же. Спецвыпуск к 10-летию ЗАО «Пангея». 2004. С. 38–48.
4. *Конценебин Ю.П.* Геологическая интерпретация гравитационных аномалий Нижнего Поволжья. Саратов, 1988. 216 с.
5. *Витвицкий О.В.* Локальный прогноз нефтегазоносности по данным высокоточной гравиразведки // Прикладная геофизика. М., 1990. Вып. 123. С. 107–118.
6. *Рыскин М.И. и др.* Комплексирование геофизических методов при поисках органогенных построек в подсолевом разрезе Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 1992. №7. С. 31–34.
7. *Конценебин Ю.П., Рыскин М.И., Балабанов В.Г. и др.* Геофизическое моделирование ловушек нефти и газа. Саратов, 1999. 198 с.
8. *Шестюк В.А.* Применение комплекса геофизических методов для прогнозирования разреза и его нефтегазоносности. Саратов, 1984. 182 с.
9. *Рыскин М.И., Лепилин В.М., Романов В.В.* Выявление пространственных закономерностей размещения нефтегазоперспективных зон на основе структурно-геофизического районирования // Недра Поволжья и Прикаспия. Саратов, 1995. Вып. 8. С. 21–31.
10. *Михайлов И.Н., Чертовских К.А.* Гравиразведка на нефть и газ // Разведка и охрана недр. 2001. № 4. С. 19–22.
11. *Витвицкий О.В.* Корреляционные преобразования геофизических полей. Состояние и перспективы // Геофизика и математика: Материалы 1-й Всерос. конф. М., 1999. С. 27–32.
12. *Навальнева В.И.* Возможности выделения нефтегазоперспективных участков корреляционным методом // Разведочная геофизика. 1986. Вып. 102. С. 90–97.