



УДК (550.83:551.263.12):553.981/(571.511)

СТРАТЕГИЯ УСКОРЕННОГО ИЗУЧЕНИЯ ГЛУБИННОЙ ТЕКТониКИ ТАЙМЫРСКОГО СЕКТОРА АРКТИКИ НА БАЗЕ ИННОВАЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ СГММ (СЕЙСМОГРАВИМАГНИТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ)

В. И. Казаис

Описан инновационный методико-технологический комплекс СГММ (сейсмогравимагнитное моделирование), обеспечивающий надежный структурный прогноз по гравитационному полю, предварительно освобожденному от мешающей трапповой составляющей через магнитное поле и аппарат пуассоновых связей. По данным СГММ на северо-западе Сибирской платформы впервые обнаружены и закартированы крупнейшая структура – Норильская седловина, а в ее пределах – большое число нефтегазоперспективных объектов с суммарными прогнозными ресурсами 6,2–10,6 млрд т УУВ. Разработана крупномасштабная программа «Большая Карта», предусматривающая быстрое и мало-затратное изучение глубинной тектоники Таймыра на базе СГММ и редкой опорной сети профилей МОГТ повышенной глубинности на суше, реках и море.

Ключевые слова: сейсмогравимагнитное моделирование, СГММ, сейсморазведка МОГТ, трапповая и структурная составляющие, Норильская седловина, Норильская НГО, Снежногорский вал, нефть и газ.

THE TAIMYR SECTOR OF ARCTIC: THE ACCELERATED STUDY STRATEGY OF ITS DEEP TECTONICS BASED ON THE INNOVATION SGMM TECHNOLOGY

V. I. Kazais

An innovation SGMM procedural-technological complex (seismic gravimagnetic modeling) is described. It assures a reliable structure forecast in the gravity field which is pre-freed from a disturbing trappean component by way of a magnetic field and apparatus of Poisson bonds. The largest structure, i.e. the Norilsk saddle, is the first to have been discovered and mapped on evidence derived from SGMM in the northwest of the Siberian Platform. A great number of objects promising for oil and gas with total potential CHC resources of 6.2–10.6 billion ton has also been found within its limits. A large-scale programme called Bolshaya Karta (Big Map) has been set up. It provides for quick and low-cost studies of Taimyr deep tectonics based on SGMM and distant reference grid of CDP profiles of greater depth of investigation on land, rivers and at sea.

Key words: seismic gravimagnetic modeling, SGMM, CDP seismic exploration, trappean, structural component, Norilsk saddle, Norilsk PR, Snezhnogorsk swell, oil and gas.

На Таймыре начат новый этап региональных сейсморазведочных исследований МОГТ, ориентированных на подготовку к лицензированию земель, высокоперспективных на УВ, но пока слабо изученных. Большая их часть еще не распределена. Исходной предпосылкой для разворота работ послужили результаты комплексной интерпретации геолого-геофизических данных с использованием разрабатываемой нами с середины 1960-х гг. и широко апробированной нестандартной технологии СГММ (сейсмогравимагнитное моделирование) [7, 9]. Существенная ее часть заключается в неформальном разделении информативного поля силы тяжести Δg на структурную и трапповую составляющие с отысканием последней по магнитному полю через теорему Пуассона [8, 10, 14].

Внедрение в производство этого принципиально нового направления исследований потребовало создания собственного интерпретационного инструментария. В его основу положен метод аналитического преобразования напряженности магнитного

поля ΔT (близкого в Заполярье к полю ΔZ) в функциональный аналог поля Δg – магнитный потенциал W , базирующийся на найденных точных (в конечных интегралах) алгоритмах решения внешней задачи Неймана для трехмерных сред [4]. При трансформации (в спектральном представлении это фильтр нижних частот) одновременно устраняется паразитная высокочастотная составляющая поля ΔT , порождаемая магнитоактивным рельефом местности и тотально затухающая практически всю чрезвычайно важную информацию от крупных и средних скоплений магматических масс в различных интервалах геологического разреза (рис. 1, а). На выходе фиксируется качественно иное магнитное поле в функции W (см. рис. 1, б) – неискаженное и адекватное полю Δg . Это позволяет выполнять в общих вычислительных схемах СГММ совместные строгие расчеты полей разной физической природы, оперируя интерпретационными моделями с простыми линейными связями, устанавливаемыми на эталонных участках, изученных сейсморазведкой МОГТ (до 1980-х гг. – МОВ) [7, 9].

© В. И. Казаис, 2010

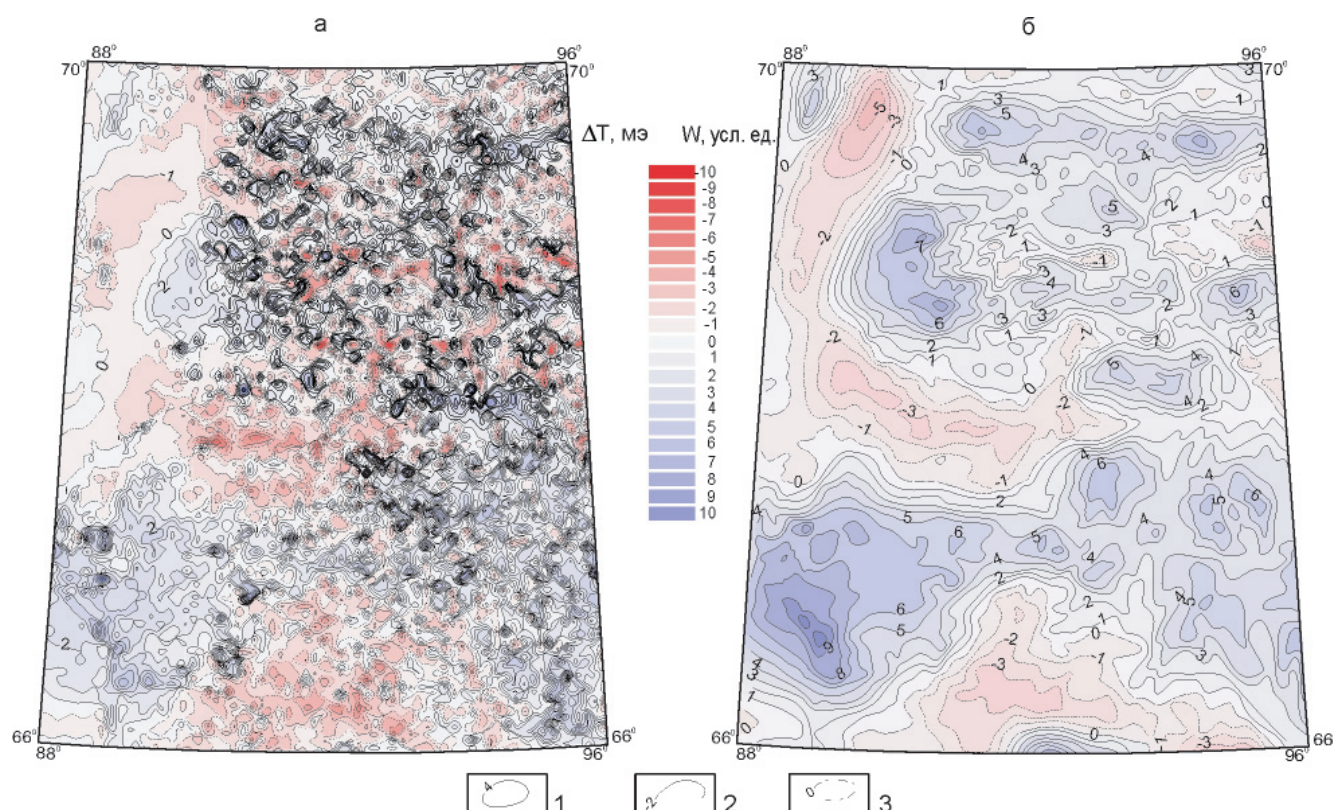


Рис. 1. Пример пересчета поля напряженности ΔT (а) в магнитный потенциал W (б) в Норильском районе
Изолиний полей ΔT и W : 1 – положительные, 2 – отрицательные, 3 – нулевые

Исходная (базовая) модель в общем случае может включать до четырех составляющих:

- две структурные – палеозойскую и мезозойскую, одна в зависимости от направленности поисков является целевым (полезным) сигналом, а другая – помехой;

- две мешающие – трапповую и остаточную (или глубинную), объясненную нами резкими изменениями уровня залегания поверхности Мохоровичича (например, при переходе от Тунгусской синеклизы к Енисей-Хатангскому прогибу) [6], что подтверждено независимыми данными ГСЗ, полученными в 1984 г. А. В. Егоркиным и Н. М. Чернышовым.

Это создает особо сложные в поисковом отношении ситуации: глубокое (многократное) маскирование полезного сигнала соизмеримыми с ним аномалиями-помехами. Следовательно, чтобы вычленил полезный сигнал из наблюдаемого поля, последнее необходимо разлагать на составные элементы не по формальной (частотной), а по источниковой (факторной) их принадлежности с привлечением независимой априорной информации. На реализацию именно этой, бесспорно перспективной, но трудноразрешимой на практике цели, и ориентирована обсуждаемая методика.

В процессе моделирования достигнуты два явных методических эффекта.

1. При трансформации магнитного поля изменяют его функциональную основу и избавляют от непомерно высокого фона помех. В результате удается полностью восстановить в изображении

параметра W истинную картину аномального магнитного поля, которая теряется на результативных аэромагнитных картах ΔT , и поле приобретает облик, присущий гравитационному полю (рис. 1).

2. При преобразовывании наблюдаемого гравитационного поля его освобождают от крайне негативного влияния трапповой и других, например глубинной (рис. 2), составляющих. Оно становится близким к структурному плану картируемого целевого сейсмического горизонта. Такое целевое поле структурной составляющей на многих площадях разительно, а то и диаметрально отличается от исходного, что предопределяет большой объем получаемой впервые ценной геологической информации (см. рис. 5). Благодаря этому уже на самых ранних стадиях геолого-разведочных работ (ГРР), после отработки первых же рекогносцировочных (эталонировочных для СГММ) сейсморазведочных маршрутов появляется возможность для опережающего обнаружения по комплексу методов крупных, наиболее перспективных нефтегазоконтролирующих структур и их картирования непрерывно по площади, включая труднодоступные, заповедные и неинформативные участки (см. рис. 2).

В последние годы мы значительно модернизировали методико-технологический ряд СГММ, включив в него новые креативные подходы и решения:

- дополнительное очищение магнитного поля от мешающих аномалий, обусловленных средне- и длиннопериодными гармониками топо рельефа;

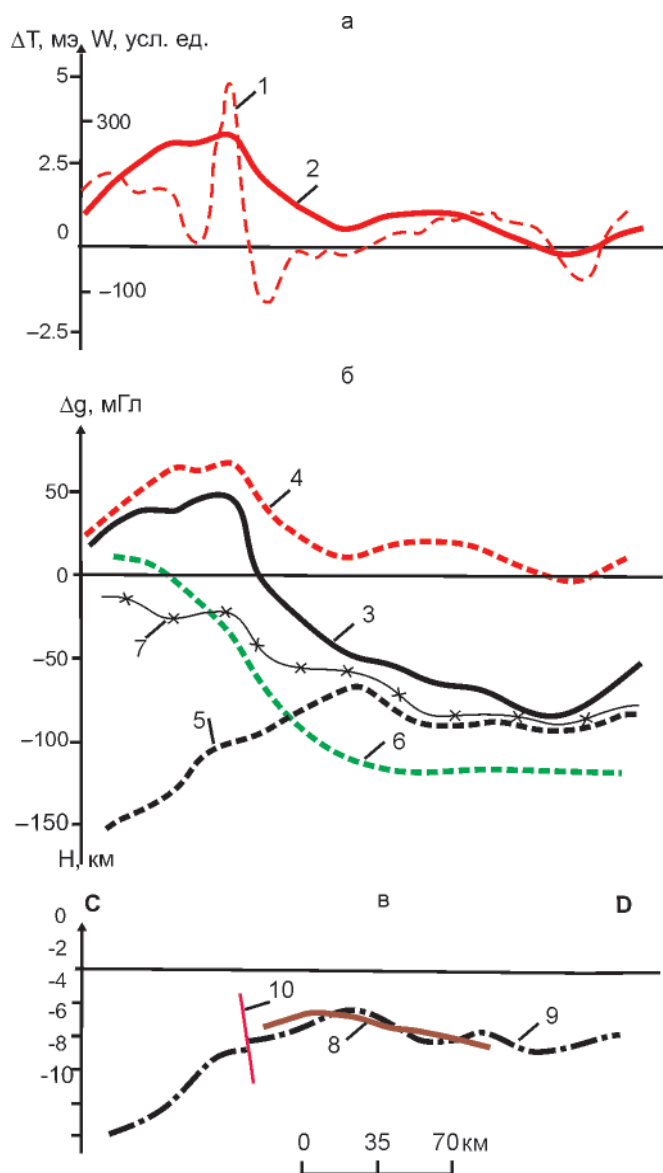


Рис. 2. Принципиальная схема сейсмогравимагнитного моделирования на рекогносцировочном этапе

а – функциональное преобразование магнитного поля; б – пофакторное разделение гравитационного поля; в – прогнозирование рельефа сейсмической границы; магнитные поля: 1 – наблюдаемое (ΔT), 2 – пересчитанное (W), 3 – суммарное (наблюдаемое) Δg ; составляющие поля Δg : 4 – трапповая, 5 – структурная, 6 – глубинная (остаточная); 7 – поле Δg после исключения трапповой составляющей; горизонт в низах венда – палеозоя по данным: 8 – МОГТ, 9 – СГММ; 10 – разрывные нарушения; положение маршрута С–D см. на рис. 4

Исследования выполнялись с использованием всего наработанного интерпретационного потенциала СГММ, с опорой главным образом на многочисленные данные МОГТ прошлых лет, в основном по периферийным районам (Норильскому, Хетскому, Хантайскому, Чирингинскому). Несмотря на минимальную обеспеченность эталонными (предварительно переобработанными на современных программно-аппаратных устройствах) сейсмическими данными, эти работы, благодаря неординарной разрешающей способности СГММ, позволили получить колоссальный прирост новой достоверной геологической информации, в том числе в пределах центральных областей базальтового плато Путорана, недоступных для продолжения сейсмических профилей. В результате четырех циклов анализа, занявших в общей сложности 20 лет (1989–2009 гг.), впервые удалось с единых методических и методологических позиций СГММ изучить глубинное строение осадочного чехла в пределах значительного (свыше 400 тыс. км²) сегмента Сибирской платформы: от Анабарского щита на востоке до Игарского погребенного выступа кристаллического фундамента на западе, от границы развития юрско-меловых отложений на севере до Северного полярного круга на юге. Тем самым была реализована первая очередь крупномасштабного проекта В. И. Казаиса «Большая Карта», предусматривающего создание на базе технологии СГММ кондиционной структурно-тектонической основы (модели) в рабочем масштабе 1:500 000 для Таймырского сектора Арктики, включая материковую и шельфовую области, и выявление на этой основе новых крупных зон (областей) нефтегазоаккумуляции с целью лицензирования.

По полученным данным для всей северо-западной части Сибирской платформы автором разработана современная тектоническая модель, максимально приближенная к действительности и кардинально отличающаяся от существовавших ранее (см. в сопоставлении рис. 3 и 4). Ее центральное связующее звено – Норильская седловина. Ареал развития здесь перспективных на УВ рифейско-палеозойских отложений составляет свыше 300 тыс. км²; кроме того, она вмещает как надпорядковое геологическое тело более 3 млн км³ осадочных пород. Седловина ослож-

- предварительное количественное районирование территории работ по типам и параметрам интерпретационных моделей;

- автономный учет глубинной составляющей гравитационного поля по комплексу региональных полей;

- освобождение эталонных сейсмических полей времен и эхо-глубин от искажающего влияния скоростной неоднородности (состоящей в парной аналогии с плотностной неоднородностью [8]) через то же магнитное поле.

Охарактеризуем эффективность обсуждаемой инновационной технологии на примере северо-западных областей Сибирской платформы, наименее изученных прямыми методами (сейсморазведкой и глубоким бурением), однако перспективных на обнаружение богатых залежей не только УВ, но и разнообразных руд [1–3, 11, 13]. По условиям проведения сейсморазведочных работ территория относится к третьей (высшей) категории сложности из-за интенсивного проявления траппового магматизма, искажающего результаты всех других геофизических методов [12].

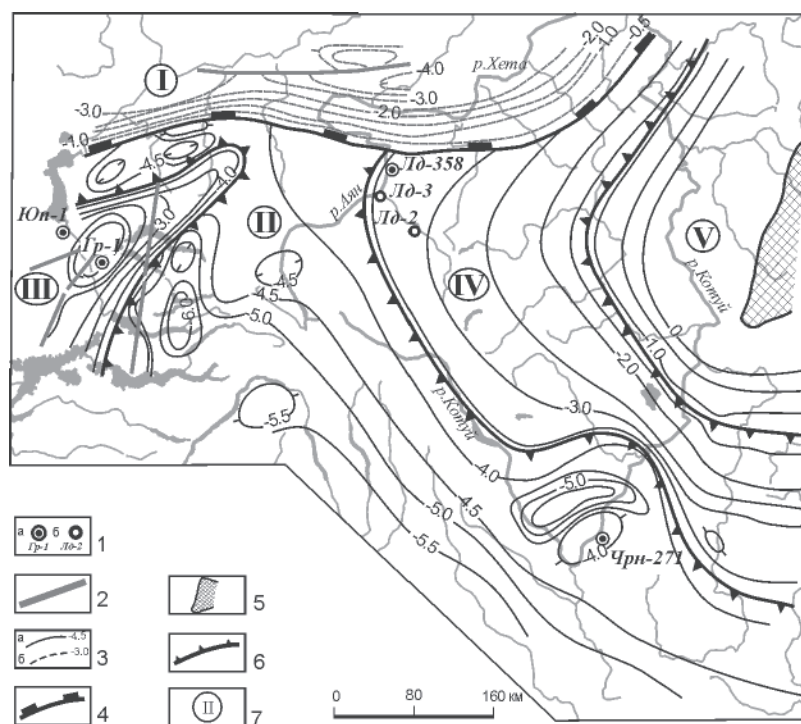


Рис. 3. Тектоническая модель северо-западной части Сибирской платформы до проведения сейсмограви магнитного моделирования, по В. А. Кринину, Ю. П. Жуковину (1991)

1 – пробуренные скважины: глубокие (а), колонковые (б); 2 – разрывные нарушения; 3 – изогипсы горизонтов (км) в отложениях: венда – кембрия (а), юры – мела (б); 4 – граница распространения юрско-меловых отложений; 5 – область выхода кристаллического фундамента на дневную поверхность (Анабарский щит); 6 – границы тектонических элементов; 7 – тектонические элементы: I – Енисей-Хатангский прогиб, II – Курейская синеклиза, III – Хантайско-Рыбнинский мегавал, IV – Анабарская антеклиза, V – Анабарский свод; площади, где проводилось глубокое либо колонковое бурение: Гр-1 – Гремякинская, Юп-1 – Южно-Пясинская, Лд-358, Лд-2, Лд-3 – Ледяная, Чрн-271 – Чириндинская

нена чередой впервые выявленных линейно вытянутых в широтном направлении и контрастных положительных и отрицательных структур нулевого – первого порядков: Северо-, Центральные и Южно-Норильская гряды и разделяющие их Богатырский и Большеозерский мегапрогибы. В свою очередь, в пределах гряд обнаружено и закартировано по данным СГММ большое число неизвестных положительных структур разного порядка (потенциальных месторождений УВ); их общая перспективная площадь 142 тыс. км². Судя по имеющимся материалам, смоделированная седловатая структура сформировалась на месте древнего авлакогенного (рифтогенного) пояса в позднем палеозое, и с этого времени она стала гигантским (600 км в длину, 350–400 км в ширину, 7–10 км в высоту) барьером на пути движения внешних потоков УВ из обеих соседних депрессий, обладающих мощным генерационным потенциалом: Енисей-Хатангского прогиба и Курейской синеклизы.

Таким образом, Норильская седловина может быть причислена к классу особо перспективных территорий с двухсторонней миграцией УВ. По гидрогеологическим [11] и буровым данным здесь прогнозируется региональное распространение девонских соленосных образований – идеального флюидоупора, а в подсолевых отложениях, прежде всего ордовика и силура, – развитие пластов-коллекторов высокого качества. Все это дало основание для выделения в границах Норильской седловины одноименной нефтегазоносной области [9], суммарные прогнозные ресурсы которой нами ориентировочно оцениваются в 6,2–10,6 млрд т УУВ. Кроме того, это предопределило форсированное развитие в регионе в середине 2000-х гг. еще одного высокоперспективного на-

правления нефтегазопроисловых работ – на рифейско-палеозойские горизонты.

Изученность Норильской НГО прямыми методами в целом низкая, но неодинаковая. Относительно лучше исследованы сейсморазведкой западная часть Северо-Норильской и северная часть Туруханско-Норильской гряд. В пределах последней сейсмограви магнитным моделированием с привлечением первых результатов работ МОГТ нового этапа на Дудинской площади автором впервые выделен и прослежен до широты г. Игарки крупный сложнопостроенный Дудинский мегавал, равновеликий Хантайско-Рыбнинскому, но погребенный под юрско-меловыми отложениями и осложненный значительным количеством перспективных на УВ объектов структурного и неструктурного типов. Дудинский мегавал нами включен в состав Туруханско-Норильской гряды как подчиненный тектонический элемент первого порядка (дополнительно к Хантайско-Рыбнинскому мегавалу и Норильско-Вологодчанскому мегапрогибу). В связи с этим она переведена в ранг мегагряды; ее общие размеры в пределах исследованной северной части составляют 350 км с юга на север (по Енисейскому створу от г. Игарки до пос. Караул) и 230 км с запада на восток (на широте г. Дудинки).

Работы МОГТ нового этапа в комплексе с электроразведкой МТЗ или ЗСБ и с привязкой к имеющимся глубоким скважинам на Полбанской, Гремячинской, Болгохтохской и Южно-Пясинской площадях позволили выделить в осадочных отложениях верхнего рифея, венда и палеозоя Северо-Норильской и Туруханско-Норильской гряд несколько потенциально продуктивных уровней. По предварительным результатам первоочередными объектами ГРП здесь являются Северо-Пясинский



Рис. 4. Новая тектоническая модель северо-западной части Сибирской платформы по результатам последнего цикла сейсмогравимангнитного моделирования. Составил В. И. Казаис (2009)



вал и северная часть Дудинского мегавала, где предполагается нахождение на доступных для бурения глубинах верхнерифейских и нижнепалеозойских (возможно, вендских) отложений соответственно. Однако обоснованный выбор мест для заложения первых глубоких параметрических либо поисково-оценочных скважин в этом районе может быть сделан только после завершения региональных работ нового этапа и их всесторонней комплексной переинтерпретации совместно с имеющимися геолого-геофизическими материалами и с широким использованием новых высоких технологий сейсмогравимагнитного и сейсмостратиграфического анализов.

Наименее исследована и наиболее перспективна в отношении нефтегазоносности центральная область Норильской НГО, которая пока не изучалась сейсморазведкой на отраженных волнах (не только МОГТ, но и МОВ). Практически все положительные и значительная часть отрицательных структур в этой зоне смоделированы по технологии СГММ, благодаря которой удалось с достаточной степенью надежности закартировать ряд так называемых мини-бассейнов, представляющих собой характерные композиции тектонических элементов обоих знаков. Яркий пример – Снежногорский район, где три крупнейших мегавала (Хантайско-Рыбинский, Кутарамаканский и Снежногорский)

оказывают Большеозерский (Кета-Хантайский) мегапрогиб (область максимального для Сибирской платформы осадконакопления) практически по всему периметру, образуя почти идеальную (замкнутую) генерационно-аккумуляционную систему (рис. 4). Согласно концепции, развиваемой Н. В. Лопатиным, С. Л. Зубайраевым и др., здесь должен быть также реализован огромный дополнительный (внутренний) нефтепроизводящий потенциал Большеозерского мегапрогиба. В сочетании с прогнозируемыми общими благоприятными геолого-геохимическими условиями это может предопределить соответствующие масштабы нефтегазоаккумуляции в крупных и уникальных антиклинальных структурах (местах аккумуляции УВ), расположенных в непосредственной близости.

Совокупная площадь мегапрогибов, развитых в Норильской седловине, превышает 58 тыс. км². В их пределах по данным СГММ найдено 12 новых вулканогенных впадин (котловин), контролирующих рудоносность Норильского района, точно таких же, как Норильская, Хараелаская и др. Полагаем, что изучение выявленных рудоперспективных структур может коренным образом поменять и стратегию ведущихся здесь ГРП на твердые полезные ископаемые. Диапазон методических возможностей сейсмогравимагнитного моделирования позволяет использовать его и для

1 – профили МОГТ: прошлых лет (а), нового этапа (б); 2 – глубокие скважины, вскрывшие палеозойские либо более древние отложения; 3 – тектонические нарушения; 4 – область выхода на дневную поверхность нижне-среднепротерозойских образований; 5 – область выхода кристаллического фундамента на дневную поверхность (Анабарский щит); 6 – участки выхода на уровень закартированного горизонта в низах верхнего рифея более древних пород (Игарский выступ); 7 – границы геоструктур и надпорядковых структур; границы ассоциаций структур I–II порядка и крупных структур I порядка: 8 – преимущественно положительных, 9 – преимущественно отрицательных, 10 – положительных и отрицательных; контуры структур II порядка (а), наиболее крупных III порядка (б): 11 – положительных, 12 – отрицательных; 13 – границы распространения отложений: юрско-меловых (а), предположительно [11] девонских соленосных (б); 14 – месторождения УВ в отложениях юры – мела: нефтяные и нефтегазовые (а), газовые и газоконденсатные (б); 15 – нефтегазоносные зоны в отложениях юры – мела: 1 – Сузунско-Ванкорская, 2 – Соленинско-Пеляткинская, 3 – Пайяхско-Озерная; 16 – плановое положение демонстрируемых маршрутов. **Ассоциации структур I–II порядка и крупные структуры I порядка:** гряды: I – Северо-Норильская, II – Центрально-Норильская, III – Южно-Норильская, V – Дудинская; IV – Хантайско-Рыбинский мегавал; **мегапрогибы:** VI – Норильско-Вологодчанский, VII – Богатырский (Пясино-Маймечинский), VIII – Большеозерский; IX – Ессейская мегатерраса; **мегавалы:** I₁ – Северо-Норильский, I₂ – Северо-Путторанский, II₁ – Кутарамаканский, II₂ – Нерангдинский, III₁ – Снежногорский, V₁ – Дудинский; V₀/I₀ – Усть-Портовский свод; **структуры II порядка:** валы: 1 – Северо-Пясинский, 2а – Самоедский, 3 – Пастагинский, 6 – Кутарамаканский, 8 – Нерангдинский, 10 – Снежногорский, 11 – Дюпкунский, 15 – Хантайский, 16 – Рыбинский, 20 – Дудинский, 21 – Западно-Дудинский; 2 – Самоедский крупный вал; **куполовидные поднятия:** 1а – Ладаннахское, 1б – Северо-Пясинское, 2б – Южно-Кыстыктахское, 3а – Никитовское, 3б – Мегунское, 7 – Дулимерское, 12 – Шадринское, 13 – Эрупчинское, 17 – Западно-Микчангдинское; **выступы:** 4 – Маймечинский, 9 – Кулиндинский, 22 – Северо-Дудинский, 44 – Баратайский, 48 – Танамский, 55 – Чириндинский; **структурные мысы:** 5 – Кураанахский, 19 – Южно-Пясинский, 32 – Нералахский, 39 – Хантайский, 42 – Хаиктинский; **структурные заливы:** 14 – Северо-Анамский, 18 – Западно-Кетский, 43 – Сигмоисейский; **прогибы:** 23 – Приенисейский, 26 – Хараеласко-Иконский, 27 – Богатырский, 34 – Большеозерский (Кета-Хантайский), 47 – Долганский, 49 – Носковский, 50 – Агапский, 51 – Дудыптинский, 52 – Горбиачинский; **впадины:** 24 – Норильская, 25 – Вологодчанская, 30 – Гулямская, 31 – Кандинская, 35 – Первая Гагаринская, 36 – Вторая Гагаринская, 37 – Третья Гагаринская, 38 – Люксинская, 41 – Рубаскинская, 53 – Люмаканская, 54 – Муруктинская; **мульды:** 28 – Куреляхская, 29 – Умуктакская; **структурные террасы:** 33 – Оранская, 40 – Хакомская; **поднятия:** 45 – Западно-Гулинское, 46 – Восточно-Гулинское; **геоструктуры и надпорядковые структуры:** ЗСП – Западно-Сибирская плита, ЕХРП – Енисей-Хатангский региональный прогиб; **площади, где проводилось глубокое параметрическое либо опорное бурение:** Блд-1 – Большелайдинская, Бг-1 – Болгохтохская, Юп-1 – Южно-Пясинская, Гр-1 – Гремякинская, Сд-3 – Суходудинская, Тч-11 – Точинская, Нх-1 – Нижнехетская, Длг-2 – Долганская, Тнд-1 – Тундровая, Влч-1 – Волочанская, Мд-316 – Медвежья, Дг-402 – Дегенская, Лд-358 – Ледянская, Чрн-271 – Чириндинская



поиска рудных объектов, но главным предметом исследования станет трапповая составляющая, а доминантой анализа – расчленение ее на два компонента: полезный «интрузивный» и мешающий «эффузивный».

Достоверность огромного объема принципиально новой геологической информации подтверждается в том числе и прямыми легитимными эталонными данными сейсморазведки и глубокого бурения.

Примеры успешного применения технологии СГММ были получены уже на начальном этапе поисков нефти и газа в мезозойских отложениях [7]. Безошибочный прогноз Большехетского мегавала, Пендомаяхской впадины и других крупных структур, сделанный В. И. Казаисом еще в 1965–1973 гг. (с участием Э. М. Яганцева в 1966–1967 гг.), а также разработка эффективной методики учета искажающего влияния скоростных неоднородностей многолетнемерзлых пород [5], обеспечившей беспрецедентно высокую точность подготовки локальных поднятий к глубокому бурению, позволили резко сократить объемы сейсморазведки МОВ и глубокого бурения в Приенисейской полосе. В 1960–1970-е гг. это ускорило решение важнейшей правительственной задачи по снабжению Норильского промышленного района природным газом, а в 1980-е гг. – открытие первых и пока единственных на севере Красноярского края крупных промышленных месторождений нефти (во всех случаях с первой же скважины) – Сузунского, Ванкорского, Лодочного, Тагульского. Суммарные запасы Сузунско-Ванкорской нефтегазоносной зоны, по недавним оценкам А. А. Конторовича (2008 г.), превышают 800 млн т нефти самого высокого качества, что должно обеспечить этому региону уже в ближайшей перспективе одну из ключевых ролей в организации бесперебойного снабжения нефтью трубопровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО).

Характерной чертой спрогнозированных (смоделированных инновационной технологией СГММ) структур в северо-западной части Сибирской платформы является высокая степень их подтверждаемости последующей заверочной сейсморазведкой. В этом убеждают примеры поразительной сходимости прогнозных и эталонных данных, устанавливаемой на протяжении многих лет при проверке структур разного порядка: крупных (Северо-Путоранский, Северо-Норильский, Дудинский мегавалы и др.), средних (Самоедский и Северо-Пясинский валы, Южно-Пясинский структурный мыс и др.) и даже некоторых локальных (Ладаннахское, Муксуннахское, Таловское поднятия и др.). Результаты работ МОГТ нового этапа позволяют также оценить правильность интерпретационных моделей (рис. 5, а), с помощью которых удалось соединить скрытую и разрозненную ценнейшую геологическую информацию, полученную разными методами и обеспечившую на-

дежное обнаружение прежде всего протяженных и контрастных структур I–II порядка – основных объектов ГРП на региональной стадии (рис. 5, б, 6). Собственные затраты при этом были предельно малы. Именно благодаря исключительно высокой геолого-экономической эффективности материалов многолетних сейсмогравимагнитных исследований, в рамках программы «Большая Карта» удалось инициировать и обосновать на Таймыре новый этап региональных сейсморазведочных работ МОГТ на нефть и газ (в комплексе с электро-разведкой МТЗ-ЗСБ) после 15-летнего перерыва. Они уже успешно развернуты в Приенисейской полосе.

Одновременно важные методические и геологические результаты, полученные при выполнении первой очереди программы «Большая Карта», стимулируют постановку аналогичных тематических исследований следующих очередей, которые должны быть согласованы с общим направлением региональных сейсморазведочных работ на Таймыре. Наиболее актуален для реализации второй очереди программы Западный Таймыр, расположенный на стыке Красноярского края (Таймырский муниципальный район) и Тюменской области (Ямало-Ненецкий автономный округ). Кроме того, что Западный Таймыр имеет выгодное геолого-экономическое положение (наличие открытых и разрабатываемых месторождений нефти, газа и газового конденсата, близость к инфраструктуре Норильского комбината и трубопроводной системе ВСТО, круглогодичный выход к Северному морскому пути и др.), он уже частично изучен по сети протяженных региональных маршрутов МОГТ (рис. 7). При этом в красноярской его части в 2005–2010 гг. выполнены сейсмические наблюдения нового этапа (примерно 9000 км) по обоим берегам Енисея и его акватории, Енисейскому заливу и частично Карскому морю. Применялись мощные невзрывные источники, в большинстве случаев обеспечившие регистрацию отраженных волн до 18 с. В сопредельной Тюменской области подобные работы МОГТ были проведены еще в 1980-е гг.; при этом использовались взрывной источник и существенно меньшая, но тоже повышенная относительно поисковых исследований 10-секундная рабочая запись упругих колебаний. После совместной углубленной переобработки и переинтерпретации указанных материалов (суммарно около 15000 км) и сохранившихся качественных записей МОГТ прошлых лет на Таймыре будет сформировано первое обширное эталонное пространство (полигон) высокого класса точности. Это, в свою очередь, должно обеспечить более полную реализацию интерпретационных возможностей СГММ, связанных, в частности, с учетом физической (плотностной и скоростной) неоднородности юрско-мелового разреза, прежде всего в пределах высоконеперспективных прибортовых зон, где она может проявляться в наибольшей степени [5].

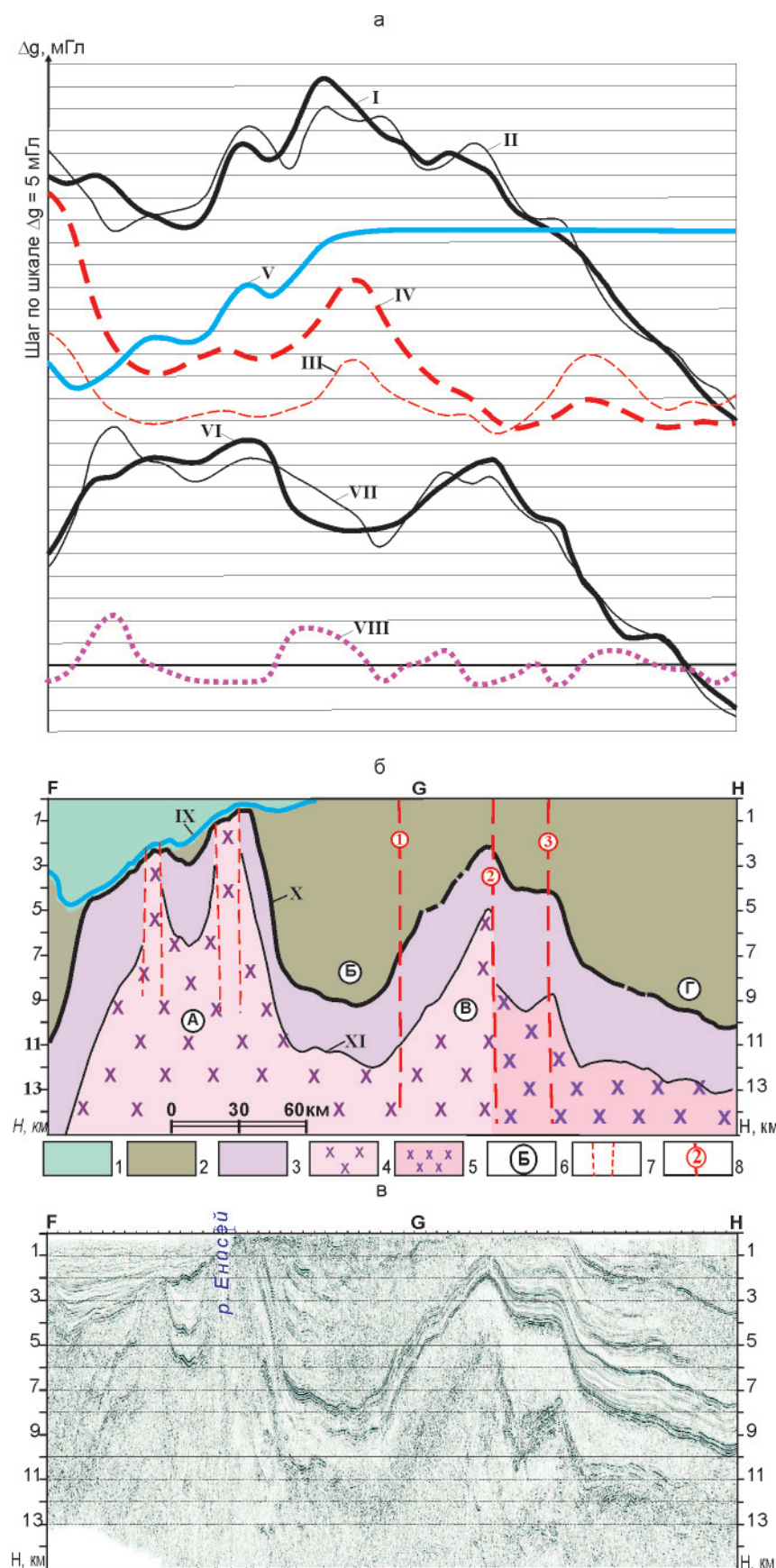


Рис. 5. Подтверждение интерпретационной модели СГММ работами МОГТ нового этапа: а – геофизическая модель; б – геологическая модель; в – композитный сейсмический разрез по работам ОАО «Таймыргеофизика» и ОАО «Енисейгеофизика»; поле Δg : I – исходное, II – смоделированное; III – поле магнитного потенциала W (в усл. ед.); составляющие помехи поля Δg : IV – трапповая, V – структурная (мезозойская); целевая структурная (палеозойская) составляющая поля Δg по данным: VI – эталонным, VII – прогнозным; VIII – погрешность моделирования поля Δg ; сейсмические горизонты в низах: IX – юры – мела, X – венда – палеозоя, XI – среднего – верхнего рифея; структурно-формационные комплексы платформенного чехла: 1 – мезозойский, 2 – венд-палеозойский, 3 – средне-верхнепротерозойский; мегаблоки консолидированного фундамента с предполагаемым возрастом консолидации: 4 – протерозойским (Приенисейский), 5 – архейским (Тунгусский); 6 – тектонические элементы: А – Дудинский мегавал, Б – Норильско-Вологодчанский мегапрогиб, В – Хантайско-Рыбинский мегавал, Г – Большеозерский мегапрогиб; 7 – дизъюнктивные нарушения; 8 – глубинные разломы: 1 – Норильско-Хараеллахский, 2 – Имангдинско-Летнинский, 3 – Кета-Ирбинский; положение маршрута F–G–H см. на рис. 4

При изучении глубинного геологического строения слабоизученных либо неизученных нефтегазоперспективных земель Восточного и Центрального Таймыра предлагается применить заложенную в программе «Большая Карта» [9] общую

стратегию. Она учитывает кризисные явления в экономике, и в частности в геологической отрасли, и ориентирована на существенное (в разы) удешевление и одновременное ускорение регионального этапа за счет проведения сейсморазвед-

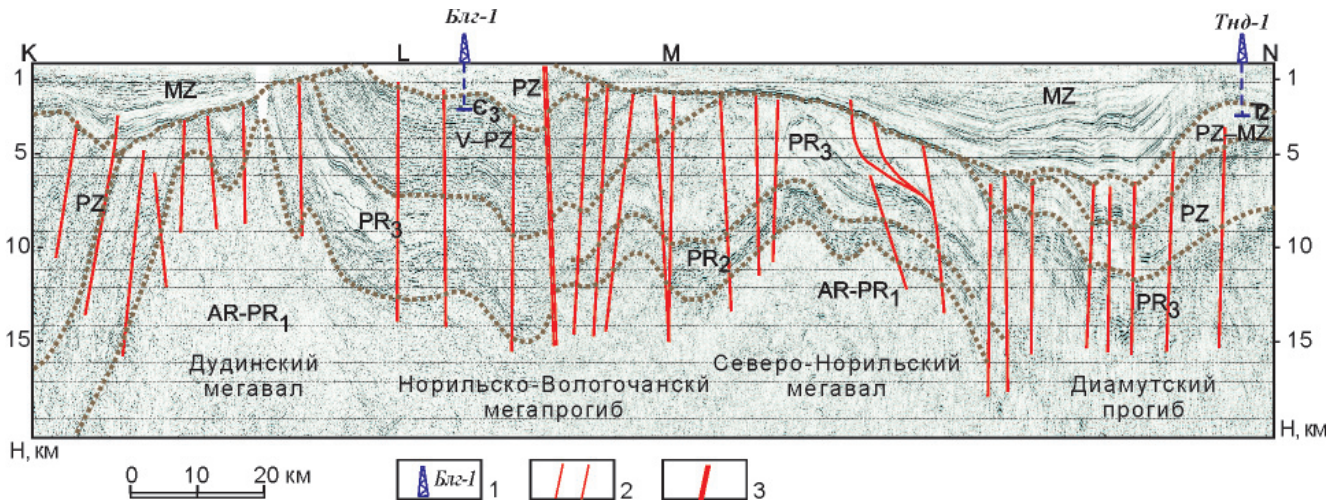


Рис. 6. Подтверждение прогнозных данных СГММ работами МОГТ нового этапа

1 – глубокая скважина; 2 – тектонические нарушения; 3 – Северо-Хараелахский глубинный разлом; положение маршрута К–Л–М–Н см. на рис. 4

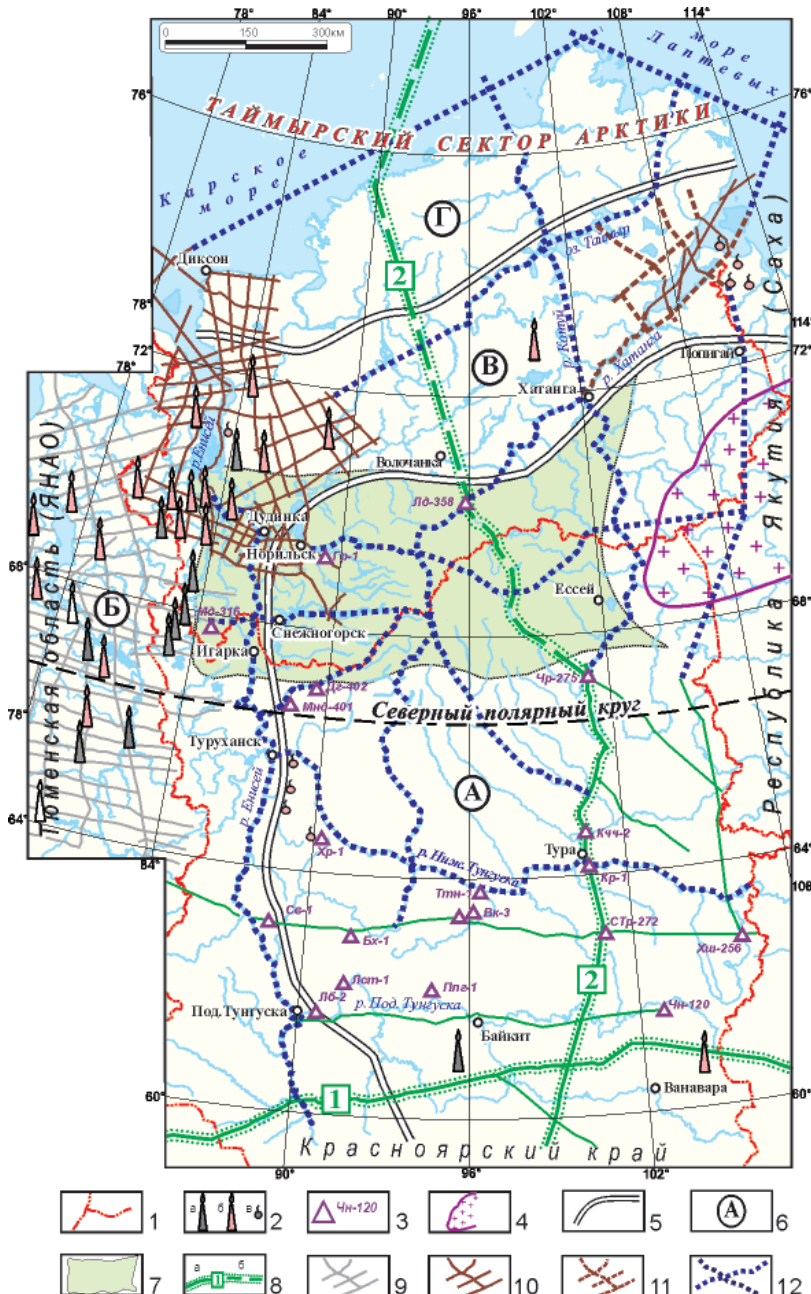


Рис. 7. Создание опорной сети МОГТ на севере Красноярского края

1 – административные границы Красноярского края и бывшего Таймырского автономного округа; 2 – месторождения: нефтяные и нефтегазовые (а), газовые и газоконденсатные (б), нефтегазопроявления (в); 3 – глубокие опорные скважины; 4 – область выхода на дневную поверхность кристаллического фундамента (Анабарский щит); 5 – границы распространения юрско-меловых отложений; 6 – геоструктуры: А – Сибирская платформа, Б – Западно-Сибирская плита, В – Енисей-Хатангский региональный прогиб, Г – Горный Таймыр; 7 – контур Норильской седловины (НГО), выделенной В. И. Казанисом по данным СГММ в 2003 г.; 8 – опорные геофизические профили (а – отработанные интервалы, б – проектные): 1 – «Батолит», 2 – «Алтай – Северная Земля»; профили МОГТ повышенной глубинности: 9 – прошлых лет, нового этапа: 10 – отработанные, 11 – проектные в рамках действующих госконтрактов, 12 – рекомендуемые в рамках программы «Большая Карта»



ки в речном и наземном вариантах по редкой сети протяженных маршрутов (см. рис. 7), а также на малозатратное, но интеллектуально емкое сейсмогравимагнитное моделирование, выполняемое в режиме непрерывного мониторинга (по мере отработки новых сейсмопрофилей и на основе постоянной модернизации методической базы). Из-за крайне малого объема сейсморазведки МОГТ нового этапа и утери большинства первичных материалов МОГТ прошлых лет важным дополнительным источником эталонной информации при сейсмогравимагнитном моделировании должны стать данные одно-двухкратного профилирования МОВ [7] (мы уже говорили о положительном опыте его применения в интерпретационных схемах СГММ 1960–1970-х гг.). В особенности это касается Центрального Таймыра, на котором работы МОВ осуществлялись лишь до 1990-х гг., и то в недостаточной степени, а исследования МОГТ не проводились вообще.

Полученный опыт позволяет утверждать, что предложенная концепция дает возможность предельно минимизировать объемы дорогостоящей региональной сейсморазведки, в то же время в совокупности с материалами СГММ обеспечивая полноценное изучение крупных объектов по всей разведываемой площади, включая неинформативные либо недоступные зоны [9]. Для выделенной по данным СГММ Норильской нефтегазоносной области такая методика исследований к тому же единственно возможна: чрезвычайно сложные орографические условия плато Путорана практически исключают работы МОГТ в стандартном режиме. Такая же ситуация и на других труднодоступных территориях (горы Бырранга, Анабарское плато и др.), и в созданных за последнее время многочисленных и обширных государственных заказниках и заповедниках, где запрещены применение тяжелой техники и проведение любой хозяйственной деятельности, тем более сейсморазведки.

При реализации обсуждаемой стратегии появляются новые возможности. Так, с привлечением части сэкономленных госбюджетных средств исследования в Приенисейской полосе, уже в достаточной степени изученной региональными сейсмо- и электроразведкой нового этапа, могут быть переориентированы на решение наиболее актуальных поисково-оценочных задач. В настоящее время они связаны с подготовкой к лицензированию новых высокоперспективных объектов (зон вероятного нефтегазоаккумуляции в отложениях мезозойского этажа), намечаемых по комплексу близлежащих к завершению региональных работ. Уже даны обоснованные предложения по двум таким объектам; один (Танамский) был введен в производство в текущем году, а другой (Пясинский) должен быть выставлен на конкурс в следующем.

С учетом экономических трудностей применяемая инновационная технология СГММ в бли-

жайшие годы может оказаться безальтернативной для быстрого и надежного изучения глубинной тектоники и перспектив нефтегазоносности малоисследованных земель северных и центральных районов Средней Сибири, так как стоимость ее незначительна, а геологические результаты велики. Поэтому столь важно сейчас ускорить реализацию программы «Большая Карта» на территории всего материкового Таймыра и сопредельных районов Тюменской области и Республики Саха (Якутия), а в дальнейшем – прилегающих районов Арктического шельфа на севере и междуречья Курейки и Подкаменной Тунгуски на юге. Полагаем, что для этого достаточно амбициозного проекта, сопряженного с глубокой, неформальной и высокотехнологичной переработкой всей геолого-геофизической информации, подавляющая часть которой до сих пор по-настоящему не проинтерпретирована, необходимо создание на Таймыре специализированного инновационного геофизического центра, что согласуется с принятым ныне курсом на модернизацию экономики.

Ожидаемые результаты запланированных исследований будут способствовать усилению общего интереса к нефтегазопроисловым работам в регионе, которые должны быть ориентированы в первую очередь на обеспечение инфраструктуры Норильского промышленного района, потребностей нефтепровода ВСТО и на возрождение Северного морского пути. Кроме того, они должны внести весомый вклад в решение важнейшей государственной задачи по изучению Арктического шельфа России, центральная часть которого, исключительно перспективная, но практически еще не исследованная, приходится как раз на Таймырский сектор.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Баженова, Т. К.** Основные этапы миграции нефти в Тунгусском нефтегазоносном бассейне [Текст] / Т. К. Баженова, С. А. Кашенко // Геология нефтегазоносных бассейнов Сибири. – Новосибирск, 1971. – С. 130–136.
2. **Геология** нефти и газа Сибирской платформы [Текст] / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М. : Недра, 1981. – 510 с.
3. **Геология** и рудоносность Норильского района [Текст] / О. А. Дюжиков, В. В. Дистлер, Б. М. Струнин [и др.]. – М. : Наука, 1988. – 279 с.
4. **Казаис, В. И.** Способ вычисления магнитного потенциала по аномалиям ΔZ и ΔT для трехмерных тел с вертикальным намагничиванием [Текст] / В. И. Казаис // Геология и геофизика. – 1974. – № 1. – С. – 95–100.
5. **Казаис, В. И.** Методика выделения и учета скоростных аномалий при сейсморазведке пологих структур в условиях развития зоны многолетнемерзлых пород (Енисей-Хатангский прогиб) [Текст] / В. И. Казаис // Геофизические методы



разведки в Арктике : Тр. НИИГА. — 1974. — № 9. — С. 69–76.

6. **Казаис, В. И.** Строение поверхности Мохоровича в Енисей-Хатангском прогибе по результатам комплексной интерпретации геофизических полей [Текст] / В. И. Казаис // Енисей-Хатангская нефтегазовая область — Л. : НИИГА, 1974. — С. 53–55.

7. **Казаис, В. И.** О глубинном строении Енисей-Хатангского прогиба по геофизическим данным [Текст] / В. И. Казаис // Докл. АН СССР. — 1975. — Т. 220, № 2. — С. 423–425.

8. **Казаис, В. И.** Исследование физической неоднородности осадочного разреза, насыщенного траппами [Текст] / В. И. Казаис // Геология и геофизика. — 1988. — № 4. — С. 109–118.

9. **Казаис, В. И.** Новая тектоническая модель северо-западной части Сибирской платформы по данным геофизического моделирования (техноло-

гия СГММ) [Текст] / В. И. Казаис // Геология нефти и газа. — 2006. — № 5. — С. 52–61.

10. **Каратаев, Г. И.** Основные вопросы метода совместного анализа магнитных и гравитационных аномалий [Текст] / Г. И. Каратаев // Вопросы разведочной геофизики. — 1961. — Вып. 2. — С. 127–157.

11. **Кринин, В. А.** Перспективы нефтегазонасности и оценка прогнозных ресурсов палеозоя плато Путорана // Минеральные ресурсы Таймырского автономного округа и перспективы их освоения (матер. науч.-практ. конф.). — СПб. : ВСЕГЕИ, 2004. — С. 125–131.

12. **Проблемы сейсморазведки Восточной Сибири** [Текст] / Под ред. О. К. Кондратьева. — М. : ВНИИГеофизика, 1989. — 190 с.

13. **Старосельцев, В. С.** Тектоника базальтовых плато и нефтегазонасность подстилающих отложений [Текст] / В. С. Старосельцев. — М. : Недра, 1989. — 258 с.



В 2010 г. в ИНГГ СО РАН опубликован второй том работы Юрия Николаевича Карогодина «Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии» (Юра. Кн. 1. Теоретико-методологические основы системно-стратиграфической парадигмы).

В монографии изложена сущность системно-стратиграфической парадигмы. Обоснованы важность, необходимость и реальность замены ею свитной (точнее, свитно-формационной) парадигмы, господствующей не одно столетие. Для смены парадигмы, кроме осознания ее важности и неизбежности, необходима разработка принципов системной методологии и правил их реализации, которые изложены в книге.

Смена парадигмы потребовала принципиально новой формулировки определения стратона с введением в него терминов (и стоящих за ними понятий) «система», «породно-слоевая система». На базе этого определения стратона разработана многоуровневая их классификация, принципиально отличающаяся от классификаций, представленных в отечественном Стратиграфическом кодексе и Международном стратиграфическом справочнике.

Книга адресована широкой аудитории читателей: студентам старших курсов вузов, магистрантам, аспирантам, преподавателям и научным сотрудникам, в первую очередь стратиграфам, геологам-нефтяникам. Рассмотренный значительный спектр вопросов системной методологии может быть адаптирован применительно к ряду других наук и направлений.