

И. В. МОЛОДЦОВ (НФ ВСЕГЕИ),
В. Г. МАВРИЧЕВ, В. Н. БАРАНОВ (ФГУНПП «Геологоразведка»)

Возможности выделения разуплотненных зон в породах кристаллического фундамента Южно-Татарского свода, перспективных на обнаружение углеводородов

Современные методы интерпретации магнитного и гравитационного полей позволяют получать информацию о магнитных и плотностных свойствах как пород осадочного чехла, так и фундамента. При анализе свойств пород кристаллического фундамента на примере Южно-Татарского свода сделано предположение о возможности выделения нефтегазоносных скоплений не только в пределах унаследованных сводовых и антиклинальных структур осадочного чехла, но и в границах локальных выступов фундамента на основе данных аэромагнитной съёмки масштабов 1 : 25 000 – 1 : 50 000 и гравиметрической съёмки масштаба 1 : 200 000.

Ключевые слова: Южно-Татарский свод, нефтеподводящие каналы, флюиды, разуплотненные зоны.

I. V. MOLODTSOV (VSEGEI Norilsk Branch),
V. G. MAVRICHEV, V. N. BARANOV (FGUNPP “Geologorazvedka”)

Possibility to distinguish decompressed zones in the crystalline basement rocks of the South Tatar Arch promising for hydrocarbon discovery

Modern methods of magnetic and gravity field interpretation enable to obtain information on the magnetic and density properties of rocks both in the sedimentary cover and basement. When analyzing properties of the crystalline basement rocks exemplified by the South Tatar Arch, it has been suggested possible to distinguish petroleum accumulations not only within the inherited arched and anticlinal structures of the sedimentary cover, but also within the boundaries of local basement ledges based on airborne magnetic survey at 1 : 25,000 – 1 : 50,000 scale and gravity survey at 1 : 200,000 scale.

Keywords: South Tatar Arch, hydrocarbon conduits, fluids, decompressed zones.

Высокие темпы отбора нефти на разрабатываемых месторождениях Волго-Уральского НГБ привели к значительному сокращению её запасов. Их восполнение – важная и актуальная задача. Помимо традиционных поисков и разведки новых залежей на сравнительно хорошо исследованных территориях с высокой степенью освоения ресурсов встает вопрос получения новых знаний путём повышения эффективности исследований за счёт выбора рационального комплекса и направления геофизических работ, поиска сложнопостроенных и малоразмерных объектов, увеличения глубинности исследований.

Важнейшая задача – оценка перспектив нефтегазоносности рифей-вендских отложений осадочного чехла и пород фундамента с последующим выделением перспективных участков на поиски залежей УВ, в том числе и в породах кристаллического фундамента. Из многочисленных публикаций [2–6] известны месторождения нефти и газа, запасы которых частично либо полностью приурочены к породам фундамента. Они установлены во многих регионах мира, в том числе и на территории России (месторождения Западной Сибири, Предкавказья, небольшое по размерам проявление на Кулигинской площади в Удмуртской Республике и др.). Основные промышленные скопления нефти и газа приурочены к трещиноватым, разуплотненным породам

(зонам) фундамента и связаны со структурами различных порядков [5, 6]:

- в центральных и окраинных частях платформ;
- в предгорных областях;
- на стыке плит и краевых прогибов;
- в палеорифтовых зонах (Западно-Сибирский бассейн);
- на крыльях погребенных кристаллических массивов (Ростовский выступ, юго-восточное ответвление Украинского щита).

Состав «продуктивных» пород фундамента весьма разнообразен – интрузивные и эффузивные образования, гранито-гнейсы, кристаллические сланцы и амфиболиты. Обобщенные данные (Р. Х. Муслимов, И. Н. Плотникова и др.) свидетельствуют, что наибольшее количество месторождений приурочено к разновидностям гранитоидов и метаморфическим породам.

Коллекторские свойства пород фундамента, как правило, твёрдых, монокристаллических, связаны с интенсивными процессами трещиноватости и разуплотнения, при которых повышаются их пористость и проницаемость. Такие процессы наиболее ярко выражены в местах заложения глубинных тектонических нарушений, которые служат необходимой основой для образования коллектирующей емкости в кристаллических породах и возможного формирования залежей нефти и газа. Продуктивная толща приурочена не только к поверхности

фундамента, она располагается на десятки, сотни метров ниже его кровли (Еллей-Игайское, Западно-Октябрьское, Малоокское месторождения Западно-Сибирского НГБ). Отмечено присутствие залежей и в вышележащих осадочных отложениях. Встречается и такое сочетание, когда породы фундамента, кора выветривания вместе с перекрывающими их осадочными толщами образуют единый гидродинамический взаимосвязанный резервуар.

Почти во всех случаях нефтегазовые скопления приурочены к палеоэрозионным выступам фундамента. В приподнятых блоках (поднятиях) возникают растягивающие напряжения, вызывающие образование разрывных нарушений, расширяющихся вверх по разрезу, что приводит к последующим подвижкам отдельных блоков по этим разрывам. Участки с увеличенными фильтрационно-ёмкостными свойствами формируются в блоках с повышенной трещиноватостью в зонах действия неоднократно обновляемых разломов, по которым инфильтруются гидротермальные растворы, также способствующие развитию процессов разуплотнения.

Тектонические нарушения, потенциально подходящие для путей миграции и аккумуляции УВ с образованием подводящих каналов, разделяют на следующие типы [5, 7]:

– *проводящие (подводящие)*. К ним относятся региональные глубинные разрывные нарушения с длительным унаследованным развитием;

– *распределяющие*. Разрывные нарушения, круто- или пологопадающие, пересекаются или сопрягаются с главными проводящими разломами. Именно они являются взбросами, сбросами и сбросо-сдвигами;

– *аккумулирующие*. Механизмы образования распределяющих дизъюнктивов, их неоднократная активизация, пересечение одних разрывов другими приводят к образованию разветвлённой и частой сетки нарушений, которые в свою очередь способствуют формированию трещиноватых, разуплотнённых зон различных размеров и конфигураций, являющихся потенциальными коллекторами УВ в кристаллическом фундаменте.

Результаты глубинного бурения, сейсмических исследований и данные продолжительных сроков эксплуатации ряда известных месторождений нефти убедительно свидетельствуют о наличии тесной связи нефтяной залежи в породах осадочного чехла с глубинным резервуаром, служащим подпиткой углеводородов. Возможно также формирование коллектирующей ёмкости в разуплотнённых породах фундамента [6].

Важен фактор признания доминирующей роли вертикальной миграции флюидов и ограниченной роли их латерального перемещения. Вертикальная миграция УВ может быть объяснена как с точки зрения традиционной органической, так и с позиции абиогенной гипотезы происхождения нефти. Традиционные представления допускают возможность миграции нефти и её перетоков по разломам и зонам трещиноватости из нижних в верхние горизонты осадочного чехла. Вертикальная миграция флюидов объясняется и с позиции неорганического генезиса нефти, а также с близкой позиции тектонистов-мобилистов, считающих, что органическое вещество затягивается литосферными плитами на уровень верхней мантии, где претерпевает различные превращения, а затем уже в виде углеводородных флюидов мигрирует к поверхности земли.

Углеводородные флюиды, как любые гидротермальные растворы, перемещаются главным образом по открытым трещинам (разломам и зонам трещиноватости). От основных каналов миграции по проницаемым пластам (например, песчаникам) они могут удаляться по восстанию пласта до нескольких километров. В глубоких горизонтах осадочного чехла, где из-за уплотнения пористость и проницаемость пород уменьшены, а также в породах фундамента, где в настоящее время известно уже более 500 месторождений (Белый Тигр, Вьетнам, месторождения Западно-Сибирской провинции и др.), миграция флюидов возможна только по разломам.

Зоны разрывов – своеобразные подводящие каналы, представляющие собой относительно узкие участки, существенно отличающиеся по своим физическим свойствам от вмещающей толщи. Анализ сейсморазведочных материалов по некоторым месторождениям позволил предположить наличие двух типов подводящих каналов – субвертикальном и наклонном.

В Восточной Сибири на Юрупчинском месторождении (скв. 25-Юр) проводится отбор нефти в зоне трещинных коллекторов, предположительно являющейся подводящим каналом. Рядом находится Куюмбинское месторождение подобного типа.

Чрезвычайно важно для понимания строения, пространственного положения и роли подводящих каналов изучение кольцевых структур и связанных с ними радиальных и дуговых тектонических нарушений, а также прилегающих зон региональных разломов.

Миграция гидротермальных растворов, в том числе и углеводородного состава, возможна только по проницаемым разломам и зонам повышенной трещиноватости, где они вступают в реакционные отношения с вмещающими породами, изменяя в зоне контакта их первичный состав. Это подтверждается результатами изучения послыдно-латеральной изменчивости магнитных свойств пород осадочного чехла и фундамента нефтегазоносных провинций в региональном плане и в пределах нефтегазовых месторождений.

Взаимосвязь структур фундамента и осадочного чехла представлена на рис. 1–3, где приведены результаты обработки материалов аэромагнитной съемки (АМС) м-ба 1 : 25 000, выполненной на площади Висимской впадины (Пермское Прикамье) – программа спектрально-пространственного анализа. На основе эмпирической кривой установлена зависимость периода аномалий магнитного поля СПАН с глубиной залегания реперных горизонтов осадочного чехла и поверхности фундамента, выведенной на примерах месторождений Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций. Периоды аномалий СПАН на глубине 21–22 км соответствуют глубинам 3400–3500 м, отвечающим поверхности фундамента. Ниже выявлены локальные аномалии СПАН с пониженными магнитными свойствами (рис. 2).

На периодах 5,0–5,8 и 10–14 км также выделены локальные аномалии. На временном разрезе (ОАО «Пермнефтегеофизика») первая аномалия соответствует $H = 400–600$ м, отвечающей глубине залегания пермских отложений, где предполагается газовая залежь. Вторая – на глубине 1600–1800 м отвечает горизонту верхов D_3 , где вскрыты нефтеносные рифы верхнедевонско-нижнетурнейского возраста.

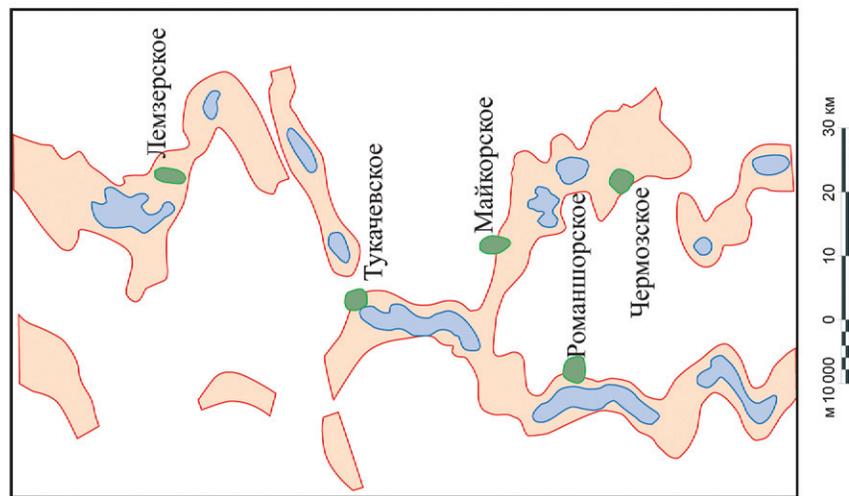


Рис. 1. Связь нефтяных месторождений с зонами флюидизированных разломов
 1 – зоны нефтеподводящих разломов; 2 – зоны разуплотненных пород; 3 – месторождения нефти

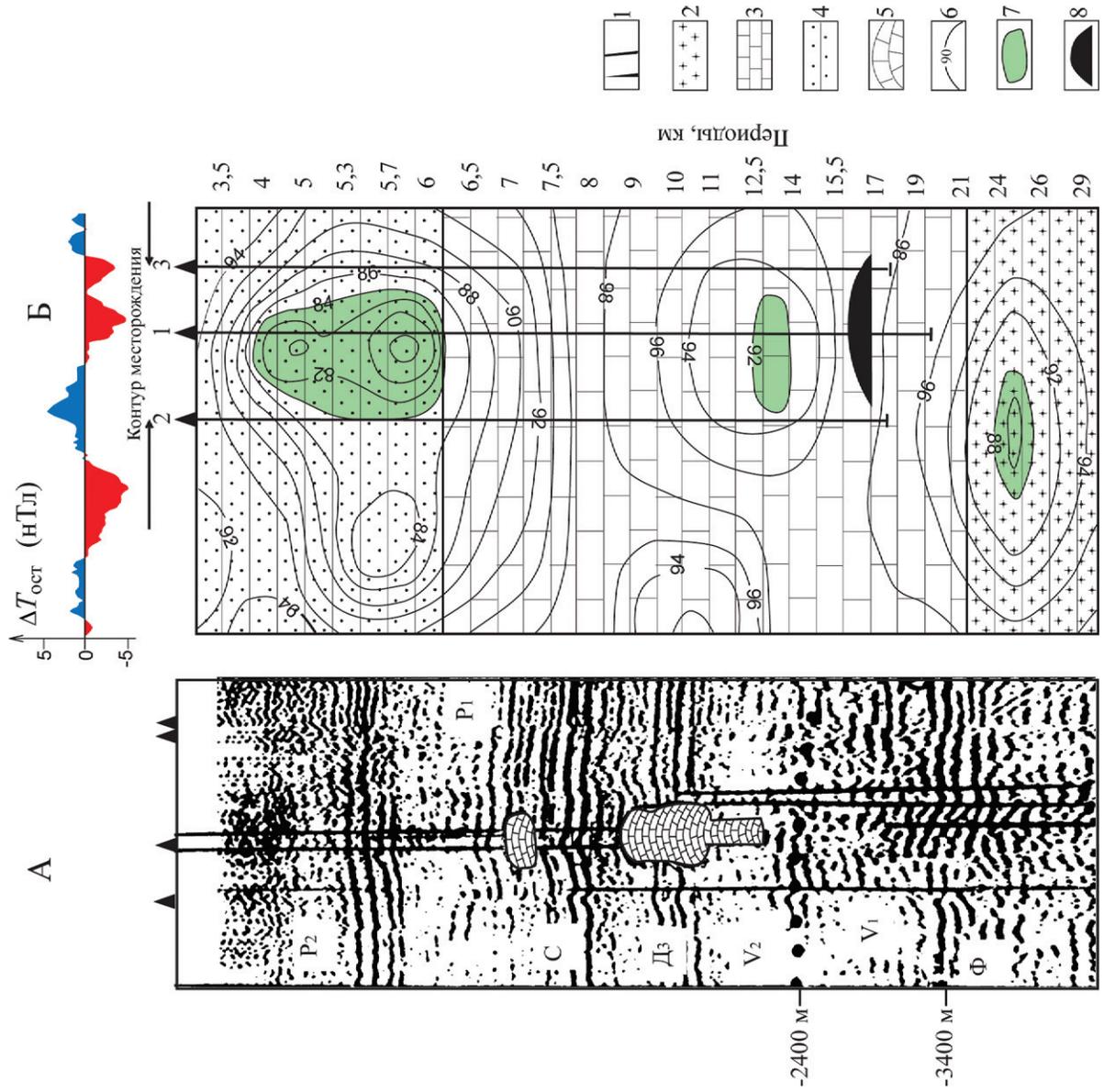


Рис. 2. Пермское Прикамье. Романшорское месторождение нефти
 (А – временной разрез, Б – спаннограмма)
 1 – тектонические нарушения; 2 – породы фундамента; 3 – комплекс преимущественно карбонатных отложений; 4 – терригенные породы; 5 – рифовый массив; 6 – изолинии амплитудной характеристики магнитного поля; 7 – аномалии min СПАН; 8 – нефтяная залежь

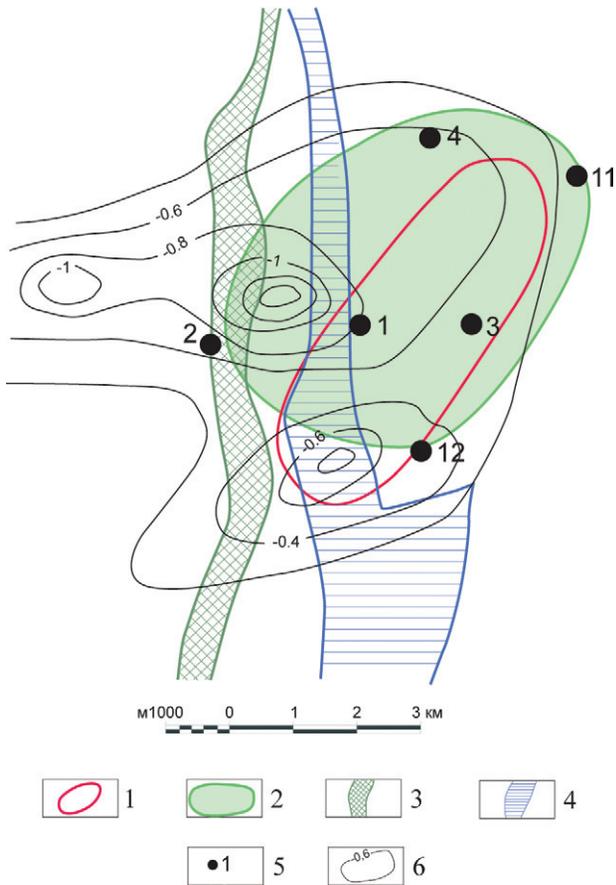


Рис. 3. Картирование Романшорского месторождения нефти по результатам спектрально-пространственного анализа (СПАН)

1 – контур структуры; 2 – контур нефтеносности; 3, 4 – разрывные нарушения по материалам сейсморазведки (сп 8/89) и бурения (3 – в осадочном чехле, 4 – в фундаменте); 5 – буровые скважины и их номера; 6 – изолинии амплитудной характеристики магнитного поля в усл. ед. ($T_j = 6$ км, метод СПАН)

Вероятность нахождения зоны, повышенной трещиноватости (проницаемости) подтверждается результатами анализа материалов сейсморазведки МОГТ-2Д (ОАО «Пермнефтегеофизика») и магнитного поля. Детальная обработка на площади Романшорского месторождения показала тесную связь аномалий СПАН с разрывными нарушениями фундамента и осадочного чехла, с известным положением структуры и контуром нефтегазоносности на уровне верхнедевонских – нижнетурнейских отложений (рис. 3). Отметим, что аномалии локальных неоднородностей пониженных магнитных свойств располагаются непосредственно в зонах разломов.

Особенности тектоно-магматической эволюции центральной части Волго-Уральской антеклизы как составной части Волго-Уральского нефтегазового бассейна прекрасно согласуются с принципиальной моделью его формирования, созданной с позиции многоярусной тектоники плит и обосновывающей геодинамическую эволюцию платформ и их горно-складчатых обрамлений (Клещев и др., 1995, 2002). Согласно данной модели, Волго-Уральский бассейн отнесён к области, трансформированной столкновением литосферных плит, что определяет неоднократное возникновение геодинамических

режимов сжатия, растяжения, сжатия со сдвигом, сдвиговых деформаций.

Геодинамический и флюидный режимы развития Волго-Уральской антеклизы (составной части Южно-Татарского свода и прилегающих к нему территорий) на протяжении всей геологической истории данного региона благоприятны для формирования в кристаллическом основании разуплотненных зон различной протяженности и конфигурации.

Наибольшее количество потенциальных разуплотненных зон в фундаменте зафиксировано, по данным исследований скважин, вскрывших кристаллический фундамент в пределах сводовой части Южно-Татарского свода и прилегающих склонов, и коррелируется с областью развития пород большечеремшанской свиты. Здесь наиболее активно проявлены процессы калиевой гранитизации, а затем наложенная гидротермальная деятельность по зонам тектонических разломов. Южно-Татарский свод характеризуется вещественной неоднородностью пород фундамента. Предполагается, что на позднеархейском и раннепротерозойском этапах в структуре консолидированной коры Русской плиты возникли и развивались сквозные флюидопроницаемые зоны – области интенсивного движения мантийных и коровых флюидов [1, 6].

Нефтегазоносность пород фундамента и осадочного чехла можно выразить следующей зависимостью: *приподнятый блок* фундамента с повышенной трещиноватостью, пористостью и кавернозностью пород преимущественно гранитоидного состава → *зона тектонического подводящего разлома*, область разуплотнения, сформированная на ранних этапах консолидации фундамента, в дальнейшем многократно активизировавшаяся с повышенной флюидопроводимостью, → *возгонка водонефтяного потока*, создание благоприятных условий для миграции углеводородов → *формирование залежи* в чехле при наличии флюидоупора (покрышки) в его верхних горизонтах.

В 2004–2005 гг. ФГУНПП «Геологоразведка» проведены комплексные, аэрогеофизические съёмки на территории Республики Башкортостан вдоль региональных геофизических профилей (РГП) 1–8. РГП 5 проложен в меридиональном направлении через Южно-Татарский свод. Южным окончанием профиль пересек Шаранский и Туймазинский выступы фундамента и Новотроицкую террасу.

Новотроицкая терраса и Туймазинский выступ ограничены системой субширотных глубинных разломов Стахановского на юге и Серафимовского на севере (рис. 4). Зоне Серафимовского разлома отвечают гравитационная ступень и граница сменной вещественного состава пород фундамента. На карте трансформаций магнитного поля $\Delta T_{\text{ост}}$ южнее разрыва прослеживаются узкие дуговые цепочки положительных аномалий, предположительно отражающие валлообразные поднятия в осадочном (додевонском) чехле. Наблюдается смещение цепочек в узлах пересечения их с зонами разломов преимущественно северо-восточного простирания. Здесь, по-видимому, сформировался мегавал, осложнённый мелкими валлообразными поднятиями, сопряжёнными с разрывами северо-восточного простирания. По фактической нефтегазоносности таких структурных парагенезисов можно заключить, что наиболее перспективны для поисков УВ северные приподнятые крылья мегавала вдоль зоны

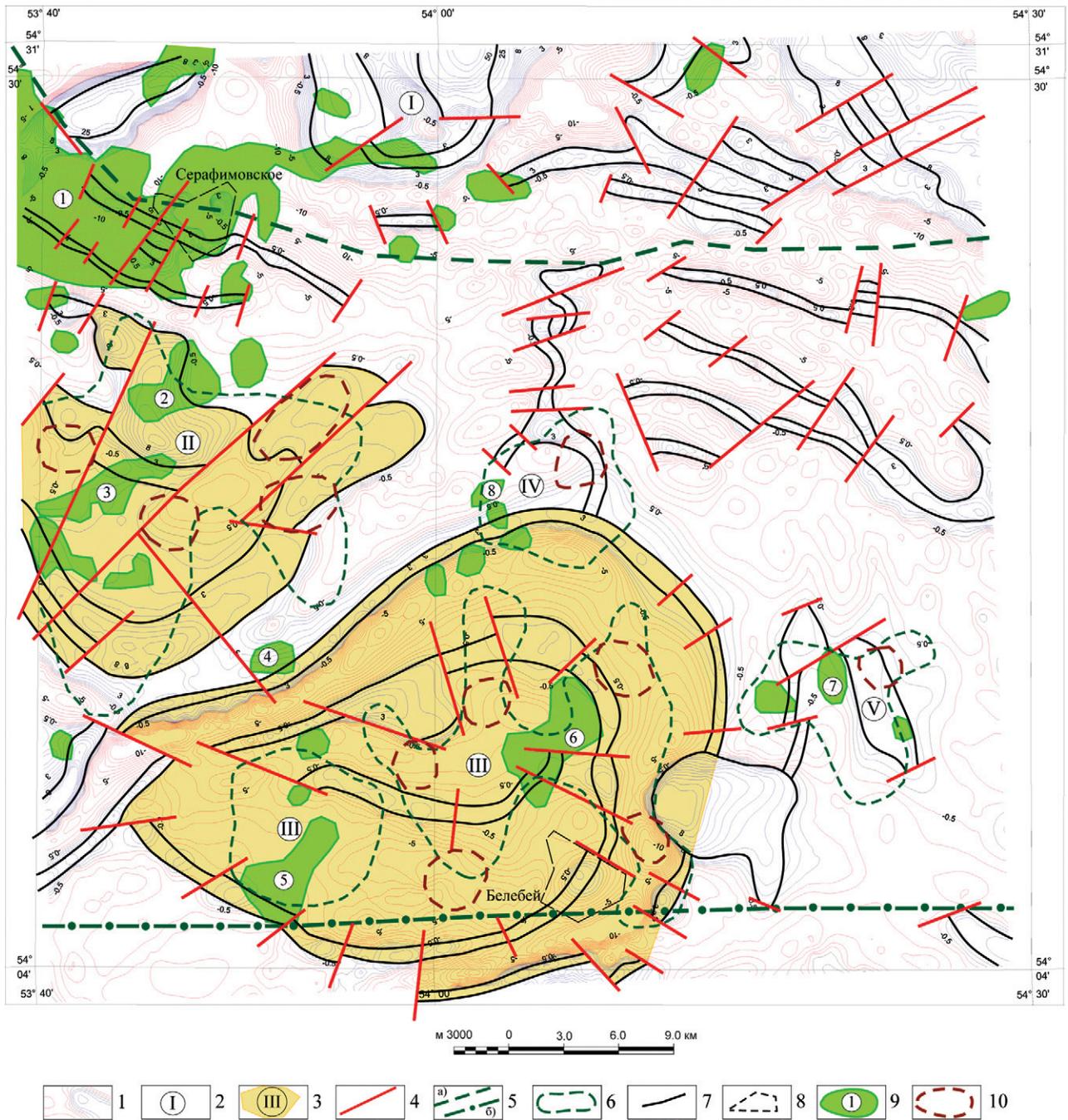


Рис. 4. Картирование геологических структур, перспективных на поиски УВ по данным АМС (Республика Башкортостан, АМС-50 000)

1 – изолинии ΔT_{ocr} ; 2 – Шаранский выступ – I; 3 – Туймазинский выступ – II, Новотроицкая терраса – III, локальные поднятия: Кальшалинское – IV, Усень-Ивановское – V; 4 – мелкие разрывы; 5 – разломы, по данным Δg_{ocr} (а – Серафимовский, б – Стахановский); 6 – контуры локальных поднятий, по данным Δg_{ocr} ; 7 – геологические границы; 8 – населенные пункты; 9 – контуры месторождений нефти (в кружках): 1 – Серафимовское, 2 – Троицкое, 3 – Абдулловское, 4 – Исмагуловское, 5 – Дмитриевское, 6 – Илькинское, 7 – Усень-Ивановское, 8 – Кальшалинское; 10 – предполагаемые ловушки углеводородов по геофизическим данным в чехле

субширотного разлома в узлах пересечения с диагональными разрывами. Широкие положительные аномалии отражают магнитные различия пород фундамента.

Субширотное положение Стахановского разлома к югу от г. Белебей также отражено высокоградIENTной зоной в поле силы тяжести.

Туймазинскому выступу и Новотроицкой террасе соответствует изометрический гравитационный максимум поля Δg размерами 30×25 км

с экстремумом $+18$ мГал. Магнитное поле представлено региональной отрицательной аномалией (до -200 нТл) северо-восточного простирания. Предполагаемая глубина залегания фундамента $3800-4200$ м при максимальном погружении к югу до 4500 м.

Контур Туймазинского выступа определяется по границам положительных аномалий трансформанты магнитного поля. Он коррелируется с положительной аномалией и проведен по зоне градиента

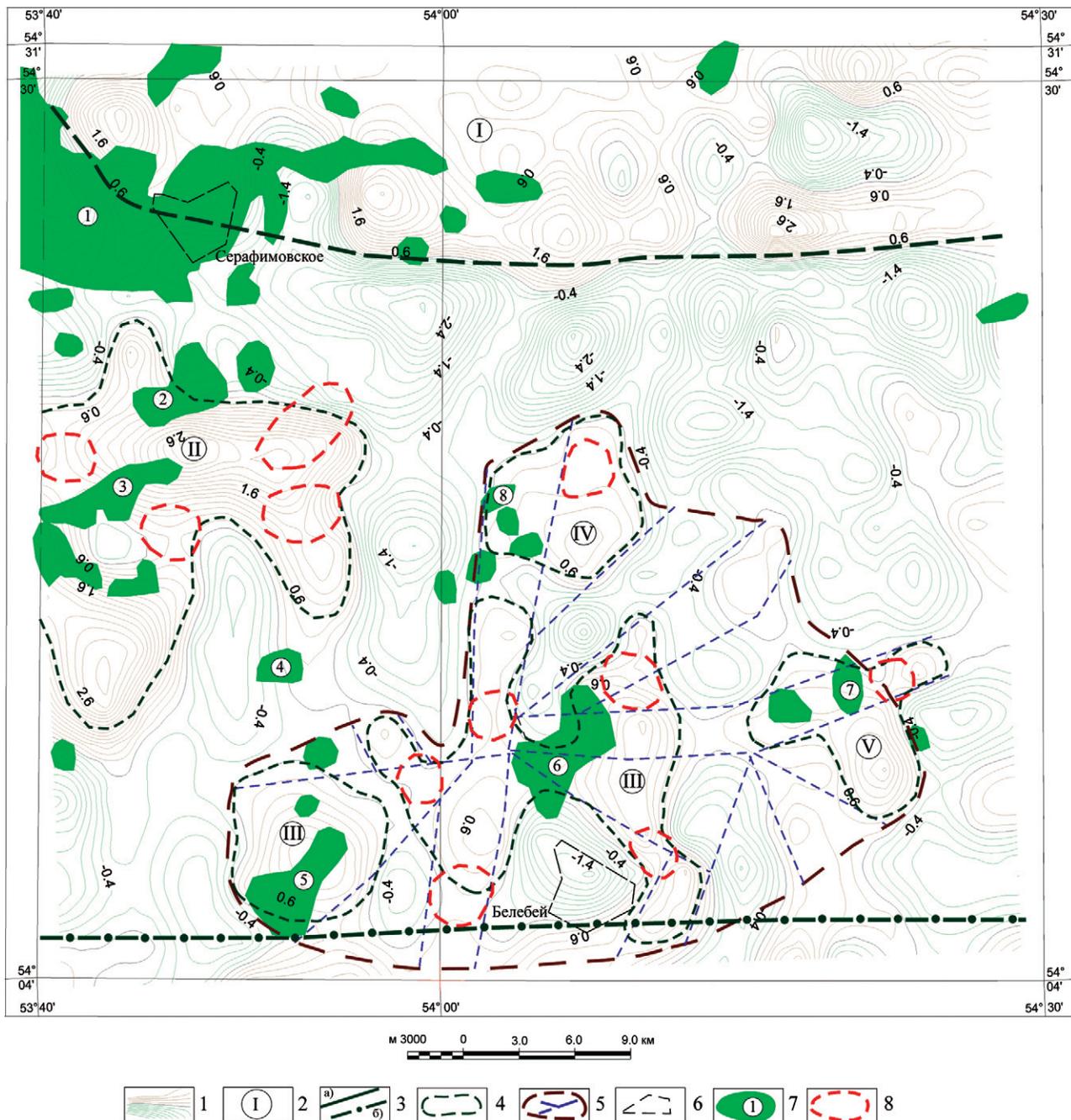


Рис. 5. Картирование геологических структур, перспективных на поиски УВ по данным гравиметрии (Республика Башкортостан)

1 – изолинии $\Delta g_{\text{ост}}$; 2 – выступы (Шаранский – I, Туймазинский – II) и локальные поднятия, по данным $\Delta g_{\text{ост}}$ (в границах Новотроицкой террасы – III, Кальшалинское – IV, Усень-Ивановское – V); 3 – разломы, по данным $\Delta g_{\text{ост}}$ (а – Серафимовский, б – Стахановский); 4 – контуры локальных поднятий, по данным $\Delta g_{\text{ост}}$; 5 – кольцевая структура и радиальные оси, по данным $\Delta g_{\text{ост}}$; 6 – населенные пункты; 7 – контуры месторождений нефти (в кружках): 1 – Серафимовское, 2 – Троицкое, 3 – Абдулловское, 4 – Исагуловское, 5 – Дмитриевское, 6 – Илькинское, 7 – Усень-Ивановское, 8 – Кальшалинское; 8 – предполагаемые ловушки углеводородов по геофизическим данным в чехле

в поле $\Delta g_{\text{ост}}$ (рис. 4, 5). В пределах структуры прослеживается интенсивная, иерархически соподчиненная сеть разрывов северо-восточных и северо-западных румбов. Выступ наследуется в чехле Туймазинским поднятием. В современном рельефе над Туймазинским выступом располагается Бугульминско-Белебеевская возвышенность. По данным бурения, в северной части выступа выделяется палеоподнятие по кровле тукаевской свиты (R2tk). В пределах структуры разведаны Троицкое, Абдулловское и другие месторождения нефти.

Новотроицкая терраса северо-западным флангом примыкает к Туймазинскому выступу. В поле $\Delta T_{\text{ост}}$ наблюдается субконцентр, картируемый в виде двух зон узких кольцевых положительных аномалий. Центральная часть террасы характеризуется отрицательными значениями $\Delta T_{\text{ост}}$. Широко представлена радиальная сетка разрывов. В её границах расположены Илькинское, Дмитриевское, Исагуловское и несколько мелких месторождений.

На восточном окончании Новотроицкой террасы, предположительно в осадочном чехле,

сформировано Усень-Ивановское поднятие. На карте остаточных аномалий магнитного поля положение объекта фиксируется дугообразными аномалиями положительного знака. В поле $\Delta g_{\text{ост}}$ поднятие отражено в виде относительного максимума. В аномальном магнитном и гравитационном полях Усень-Ивановскому поднятию соответствуют относительные повышения значений. На его склонах выявлены три месторождения, в том числе Усень-Ивановское.

На северном фланге террасы выделяется небольшое Кальшалинское поднятие в виде относительного максимума $\Delta g_{\text{ост}}$. В поле $\Delta T_{\text{ост}}$ границы объекта фиксируются положительными дуговыми аномалиями. По периферии поднятия разведаны мелкие месторождения, одно из них Кальшалинское.

Кальшалинское и Усень-Ивановское поднятия по результатам интерпретации потенциальных полей рассматриваются как составные части Новотроицкой террасы.

Предполагается, что это единая кольцевая структура (унаследованное куполообразное поднятие в осадочном чехле), сформированная на приподнятом выступе фундамента на гранитном субстрате. В её строении прослеживаются признаки радиально-кольцевой тектоники. В трансформанте поля силы тяжести кольцевая структура представлена локальными положительными аномалиями, отражающими объекты подчиненных рангов.

Известные нефтяные месторождения и выделенные новые перспективные участки на поиски УВ:

– в гравитационном поле: по периферии локальных максимумов поля $\Delta g_{\text{ост}}$ в «седловинах», в местах сочленения двух максимумов и двух минимумов поля $\Delta g_{\text{ост}}$ вдоль зон региональных разломов;

– в магнитном поле: в поле $\Delta T_{\text{ост}}$ в границах отрицательных аномалий и в переходных слабоположительных зонах-седловинах, в зонах предполагаемых региональных парных разрывов диагональных серий, в узлах пересечений разрывов диагональных серий.

На основе перечисленных геолого-геофизических признаков поисков залежей УВ в породах фундамента не исключена возможность обнаружения проявлений нефти в локальном выступе фундамента, сложенного предположительно гранитоидами в пределах Новотроицкой террасы, примыкающей к зоне регионального, глубинного Стахановского разрыва, с которым связан ряд месторождений нефти в чехле.

Предполагаемый нефтеподводящий канал может быть расположен на южном окончании Новотроицкой террасы в месте её сопряжения со Стахановским разломом в границах месторождения Дмитриевское. Возможна подпитка месторождений Илькинское и других по зонам мелких радиальных разрывов.

Конкретизируем общие предпосылки выделения разуплотненных участков в породах фундамента и унаследованных структур чехла:

– формирование в пределах локальных выступов или приподнятых блоков фундамента, представленных преимущественно кислыми породами (гранитоидного состава).

– приуроченность их к многократно активизировавшейся системе разрывных нарушений, сформированной на ранних этапах консолидации фундамента. При этом основную роль играет не

амплитуда разрывных нарушений (сбросы, взбросы), а их современная активность;

– выделение «частой сетки» разломов в границах выступов, характеризующих участки с повышенной трещиноватостью и кавернозностью, повышающих коллекторские свойства резервуара;

– в магнитном поле и его трансформантах гранитоидные массивы выделяются аномалиями пониженного и отрицательного знаков;

– выступам фундамента в поле силы тяжести и трансформанты $\Delta g_{\text{ост}}$ отвечают аномалии преимущественно положительного знака;

– образование в породах осадочного чехла унаследованных антиклинальных структур – куполообразных поднятий с присутствием пород, обладающих коллекторскими свойствами;

– наличие покрывки, затрудняющей движение флюидов из ловушки в верхние горизонты осадочного чехла.

Аэрогеофизическими методами осуществляется поиск ловушек УВ в осадочном чехле, а также имеется принципиальная возможность прогнозирования по геофизическим данным глубинных коллекторов в породах фундамента.

Разрабатываемые промышленные скопления УВ и выявление новых объектов в породах фундамента позволяют однозначно утверждать, что верхняя часть разреза фундамента осадочных бассейнов может быть самостоятельным объектом поисков новых месторождений и заслуживает пристального внимания.

1. Богданов С.В. Тектоническое районирование фундамента Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Фундамент и промежуточный комплекс древних и молодых платформ СССР. – М., 1982. – С. 15–25 (Тр. МИНХ и ГП. Вып. 161).

2. Гаврилов В.П., Поспелов В.В. Происхождение и способы изучения вторичной пустотности гранитоидных пород // Георесурсы. 2006. № 1. – С. 22–23.

3. Мавричев В.Г., Гололобов Ю.Н., Петрова А.А. и др. Выявление залежей углеводородов в верхнепермских отложениях // Разведка и охрана недр. 2002. № 12. – С. 9–12.

4. Муслимов Р.Х. и др. Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности. – Казань, «Дента», 1996. – 488 с.

5. Плотникова И.Н. Геолого-геофизические и геохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. – СПб.: Недра, 2004. – С. 171.

6. Плотникова И.Н. Нефтегазоносность кристаллических пород фундамента осадочных бассейнов Евразии. – Киев, 1987. – С. 52.

7. Трофимов В.А. Нефтеподводящие каналы и современная подпитка нефтяных месторождений: гипотезы и факты // Георесурсы. 2009. № 1. – С. 46–48.

1. Bogdanov S.V. Tectonic zoning of the Volga-Ural petroleum province basement. *Basement and intermediate complex of ancient and young platforms in the USSR*. Moscow. 1982. Pp. 15–25 (Tr. MINKH and GP. Iss. 161). (In Russian).

2. Gavrilo V.P., Pospelov V.V. Origin and study methods of secondary porosity in granitoid rocks. *Georesursy*. 2006. No 1. Pp. 22–23.

3. Mavrichev V.G., Gololobov Yu.N., Petrov A.A. et al. Identification of hydrocarbon accumulations in the Upper Permian deposits. *Razvedka i ohrana nedr*. 2002. No 12. Pp. 9–12. (In Russian).

4. Muslimov R.Kh. et al. Kristallicheskiy fundament Tatarstana i problemy ego neftegazonosnosti [Crystalline basement of Tatarstan and its petroleum potential issues]. Kazan: «Denta». 1996. 488 p.

5. Plotnikova I.N. Geologo-geofizicheskie i geokhimicheskie predposylki perspektiv neftegazonosnosti kristallicheskogo fundamenta Tatarstana [Geological, geophysical, and geochemical preconditions for petroleum potential of

the crystalline basement in Tatarstan]. St. Petersburg: Nedra. 2004. Pp. 171.

6. Plotnikova I.N. Neftegazonosnost kristallicheskikh porod fundamenta osadochnykh basseynov Evrazii [Petroleum potential of crystalline basement rocks in sedimentary basins of Eurasia]. Kiev. 1987. Pp. 52.

7. Trofimov V.A. Hydrocarbon conduits and modern feeding of oil fields: hypotheses and facts. *Georesursy*. 2009. No 1. Pp. 46–48.

Молодцов Игорь Вадимович – вед. геофизик, Норильский филиал Всероссийского научно-исследовательского геологического института им. А.П. Карпинского (НФ ВСЕГЕИ). Пр. Ленинский, д. 21А, а/я 1330, Норильск, Красноярский край, 663300, Россия. <geomolod@yandex.ru>

Мавричев Виктор Григорьевич – канд. геол.-минер. наук, гл. геофизик, ФГУНПП «Геологоразведка»¹.

Баранов Владимир Николаевич – начальник отряда, ФГУНПП «Геологоразведка»¹.

Molodtsov Igor Vadimovich – Lead Geophysicist, Norilsk branch of A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute (VSEGEI Norilsk Branch). 21A Leninsky Prospect, P.O. Box 1330, Norilsk, Krasnoyarsk Territory, 663300, Russia. <geomolod@yandex.ru>

Mavrichev Viktor Grigor'evich – Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Geophysicist, FGUNPP “Geologorazvedka”¹.

Baranov Vladimir Nikolaevich – Head of Detachment, FGUNPP “Geologorazvedka”¹.

¹ Федеральное государственное унитарное научно-производственное предприятие «Геологоразведка». Ул. Книпович, д. 11/2, Санкт-Петербург, 192019, Россия.

Federal State Unitary Scientific and Production Enterprise “Geologorazvedka”. 11/2 Knipovich Street, St. Petersburg, 192019, Russia.