

ВЫЯВЛЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПО МАТЕРИАЛАМ АЭРОМАГНИТНОЙ СЪЕМКИ

В. Г. Мавричев, С. И. Козеев, А. А. Петрова (ФГУ НПП "Геологоразведка"),
И. А. Якимова (ОАО "РИТЭК"), Э. К. Швыдкин (НПУ "Казаньгеофизика"),
М. Я. Боровский, В. И. Богатов (ГУП "Татарстангеология"), Б. В. Успенский (КГУ)

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция — один из наиболее изученных в геологическом отношении регионов России. Однако основной объем поисковых работ и научных исследований был направлен на традиционные для данной территории этажи нефтегазоносности — девонский и каменноугольный. Позднее пристальное внимание нефтяников привлек к себе допалеозойский (рифей-вендский) этаж нефтегазоносности. В последнее десятилетие в качестве потенциально интересных и перспективных стали рассматривать пермские отложения. Материалы геолого-геофизических исследований и бурения свидетельствуют о том, что Восточно-Европейская платформа в пределах рассматриваемых в данной работе районов является высокоперспективной для выявления и вовлечения в разработку новых крупных ресурсов нефти в отложениях верхней и нижней перми. На территории Предуральяского краевого прогиба (Бельская впадина), например, добыча нефти ведется из сакмаро-ассельских и артинских известняков нижней перми (Ишимбайское, Введенское и другие месторождения).

Нефтеносность пермских и, в частности, нижнепермских, отложений известна давно. На юго-востоке Татарстана открыто несколько залежей нефти и газа (Николашкинская, Гусиная, Хансверкинская) [1]. На юго-западе Башкортостана установлена нефтенасыщенность доломитов кунгурского яруса, доломитов и известняков артинского и сакмарского ярусов. На площади многопластового Знаменского месторождения выявлена крупная Бахтинская нижнепермская залежь нефти. Подобная залежь отмечена и на Сухореченской структуре. Выделены перспективные зоны: Ново-Серафимовская, Рятамакская, Еремеевская, Тарказинско-Чегодаевская, Бижбулякская, Тюр-Седякская и др. В Пермском Прикамье на Ульяновской структуре в известняках раннепермского возраста установлена залежь нефти. Перспективные локальные структуры в нижнепермских отложениях выявлены и на севере Оренбургской области [5—7].

Степень изученности и опробованности пермских отложений пока совершенно не достаточна. При поисковых работах на нефть и газ детальное изучение разреза пермских отложений практически не проводили. Верхние горизонты осадочного чехла разбуривали без опробования и отбора керна. Вновь возникший интерес к пермским отложениям связан с многочисленными случаями выбросов газа при проходке скважин, которые ранее объясняли нарушениями в технологии бурения. Отложения пермской системы

имеют сложное строение, в котором унаследована тектоника структур нижележащих этажей. Внутри толщи отмечается множество локальных осложнений, обусловленных ее внутренней структурой. Изучение пермских нефтегазоносных пластов с помощью традиционных приемов, например стандартными модификациями сейсмических методов, ориентированных на глубины более 500 м, к положительным результатам не приводит. Требуется применение нестандартных решений. Изучение сложнопостроенных объектов, выявление и исследование морфологии, внутреннего строения и нефтегазоносности стали возможны лишь в последнее время благодаря разработке и реализации новых геолого-геофизических технологий, применению высокочувствительной аппаратуры [2—4, 8, 9, 11]. В первую очередь необходимо решить следующие задачи:

- определить закономерности размещения нижне- и верхнепермских залежей УВ;
- детально изучить петрофизические и литологические характеристики карбонатных пород;
- оценить влияние трещиноватости и зон разуплотнения сложнопостроенных карбонатных пород и подстилающих их отложений.

Решение первой задачи больше относится к компетенции геологов-нефтяников. Две другие могут выполняться и при участии материалов аэрогеофизических съемок.

Возможность выявления верхнепермских залежей углеводородов магнитным методом рассмотрена в работе [3]. Ниже приведены результаты анализа материалов аэромагнитной съемки масштаба 1:50 000—1:25 000, выполненной в 1990—2002 гг. в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в помощь поисковым работам на нефть и газ.

Изучение магнитных характеристик пород чехла позволяет составить физико-геологическую модель (ФГМ) разреза конкретного объекта, определить вклад каждого литомагнитного комплекса в наблюдаемое магнитное поле и провести моделирование в пределах известных структур и месторождений, наметить диагностические признаки картирования в магнитном поле объектов различного морфотектонического типа, выполнить прогнозирование залежей углеводородов. Отмечаемая зональность магнитных свойств пород чехла обязана изменению литологии и структуры осадочных отложений в процессе седиментогенеза и постседиментационных преобразований, воздействию геостатических и геодинамических нагрузок. Наряду с латеральной изменчивостью маг-

нитных свойств, свойственной всем осадочным отложениям, наблюдается и изменение магнитной восприимчивости в надзалежном пространстве под влиянием низкотемпературных гидротермальных растворов, вероятно, и при участии углеводородных флюидов, в том числе и из залежи. Изменения состава и структуры пород в зоне эпигенеза над залежью происходят в течение длительного геологического времени, находят отражение и в поверхностных геофизических и геохимических аномалиях: изменении магнитной восприимчивости (χ), электрических параметров (сопротивления ρ_k и окислительно-восстановительного потенциала U_{EP} и др.) почвенного слоя, распределения радиоактивных элементов (РАЭ) урана, тория и калия, мощности экспозиционной дозы (МЭД) гамма-излучения, ореолов Fe, Mn, Cr, V и других металлов, метана, пропана и других газов в верхнем слое разреза чехла и в приземном слое воздуха, возможно, температуры и т.д. Практически все перечисленные поверхностные аномалии могут быть выявлены соответствующей аппаратурой.

Из практики геолого-геофизических работ известно, что над месторождениями нефти и газа развиты ореолы рассеивания флюидов углеводородов, воздействие которых на породы, вмещающие и перекрывающие залежи, приводит при определенных термодинамических и физико-химических условиях к изменению их первичного состава за счет изменения эпигенетических минералов (перевод, например, трехвалентного железа в двухвалентную форму — развитие вторичного пирита по магнетиту в зоне восстановления). Аномальные изменения литофизических параметров в зоне углеводородного насыщения имеют зонально-кольцевое строение за счет ореола измененных пород, характеризующихся, например, пониженной магнитной восприимчивостью. Уменьшение магнитных свойств пород, в частности, в ореоле рассеивания компонентов углеводородных флюидов в надзалежном пространстве отмечено на ряде известных месторождений углеводородов в Тимано-Печорской (ТПП), Волго-Уральской (ВУП) нефтегазоносных провинциях и в Западной Сибири. За пределами залежи (вне водонефтяного контакта — ВНК) ферромагнитные минералы в меньшей степени подвергаются химическим воздействиям и сохраняются в первоначальном виде. Уменьшения магнитных свойств пород осадочного чехла по интенсивности проявления процессов преобразования очень незначительны (10...50 % от исходных $20...40 \times 10^{-5}$ ед. СИ), но при большом объеме измененных пород они приводят к возникновению малоамплитудных аномалий магнитного поля. Физико-геологическая модель, объясняющая эти аномалии, представляется в виде столба относительно немагнитных пород среди слабомагнитных отложений осадочного чехла. Современные магнитометры способны регистрировать столь слабые эффекты. Из аномального магнитного поля эти изменения, имеющие определенные морфологические (диагностические) признаки, выделяются с ис-

пользованием специальных программ, например СПАН (спектрально-профильный анализ).

Разрез нижнепермских отложений в отличие от верхнепермских представлен карбонатными породами с весьма низкими значениями магнитных свойств (за редким исключением $\chi \approx 1...5 \times 10^{-5}$ ед. СИ). Выявлять столь слабые аномалии магнитного поля в таких неблагоприятных геологических условиях — задача сложная, которая может быть решена только с применением высокочувствительной аппаратуры, в частности аэромагнитометра АКМ-01. Как показывает опыт аэромагнитных съемок с такой аппаратурой, даже в условиях, насыщенных промпомехами, в том числе на территориях Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Прикаспийской нефтегазоносных провинций, где ведутся интенсивные разработки и добыча нефти и газа, среднеквадратичная погрешность измерения поля ΔT составляет $\pm 0,14...0,43$ нТл. Наименьшая погрешность достигнута в условиях шельфа и слабоизученных регионов. Применение такой аппаратуры позволило отметить, в частности, над нижнепермскими рифами Предуральского краевого прогиба (Башкортостан, Пермское Приуралье) аномалии ΔT амплитудой 1,4...3,1 нТл. Подобные аномалии зафиксированы над большинством месторождений Западно-Кубанского прогиба, достаточно уверенно выделяются этим методом месторождения нефти и газа и в других регионах.

Метод СПАН предложен для исследования структуры аномального магнитного поля [4]. Разложение магнитного поля (спанограмма) дает спектрально-пространственное представление поля ΔT , позволяет исследовать структуру поля и определять его дисперсионные и пространственные свойства от разных литолого-стратиграфических комплексов чехла и фундамента в виде распределения относительной намагниченности (J), обусловленной как вещественным составом, так и физическим состоянием пород (P-T условия). Намагниченность (J) каждого горизонта (слоя) вносит свой вклад в наблюдаемое магнитное поле. СПАН дает количественную оценку распределения эффективной намагниченности в пределах геомагнитного разреза в относительных единицах. Зная характер этого распределения во всем разрезе, можно рассчитать эффективную магнитную восприимчивость каждого комплекса, допуская, что $\chi = J/H$, где H — практически постоянная величина магнитного поля для ограниченной площади работ. Программа СПАН дает возможность прогнозировать основные особенности петромагнитного разреза осадочного чехла и фундамента в единицах χ . Если известны значения χ хотя бы на одном участке профиля, например, по керну скважин, то можно оценить значения χ на всю глубину разреза и на всем его протяжении. Расчетный петромагнитный разрез дает возможность выделять слабомагнитные неоднородности, как в осадочном чехле, так и в фундаменте, использовать этот признак для прогнозирования геомагнитного разреза с целью поисков месторождений углеводородов, вносящих

свои специфические особенности в распределение спектральных характеристик магнитного поля [3, 8]. Сопоставление таких разрезов с сейсмическими данными позволяет распознать конкретные границы раздела сред с разными скоростными характеристиками, связать их с местоположением литолого-стратиграфических комплексов в геологическом разрезе и провести идентификацию выделяемых поверхностей геомагнитного разреза.

Спектрально-пространственное представление магнитного поля позволяет устанавливать границы разнохарактерных участков поля, определять степень различия и сходства полей отдельных блоков, обнаруживать аномалии ΔT разной интенсивности, в том числе выделять и диагностировать тонкую структуру магнитного поля. Это дает возможность проследить особенности размещения магнитных разностей пород в геологическом разрезе, выявлять их стратиграфическую приуроченность, а также прогнозировать местоположение в чехле локальных неоднородностей. Сопутствующая залежам углеводородов ли-

тологическая дифференциация пород на коллектор и покрывку находит прямое отражение в тонкой структуре магнитного поля и усиливает общий аномальный эффект от залежи. Методика широко опробована на примере известных залежей углеводородов в Тимано-Печорской, Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях. Она позволяет с достаточной точностью вычислять интервал залегания предполагаемой залежи углеводородов. Ниже рассматриваются конкретные примеры выделения таких аномалий СПАН на территории Татарстана.

Выявить общие закономерности распределения аномалий СПАН в пермском литолого-стратиграфическом комплексе можно на примере геомагнитного разреза, рассчитанного по линии А-А, проходящей с запада на восток через территорию Татарстана, последовательно пересекая восточный склон Токмовского свода, Казанский прогиб и Альметьевский выступ Южно-Татарского свода (рис. 1). Все известные месторождения УВ, расположенные по

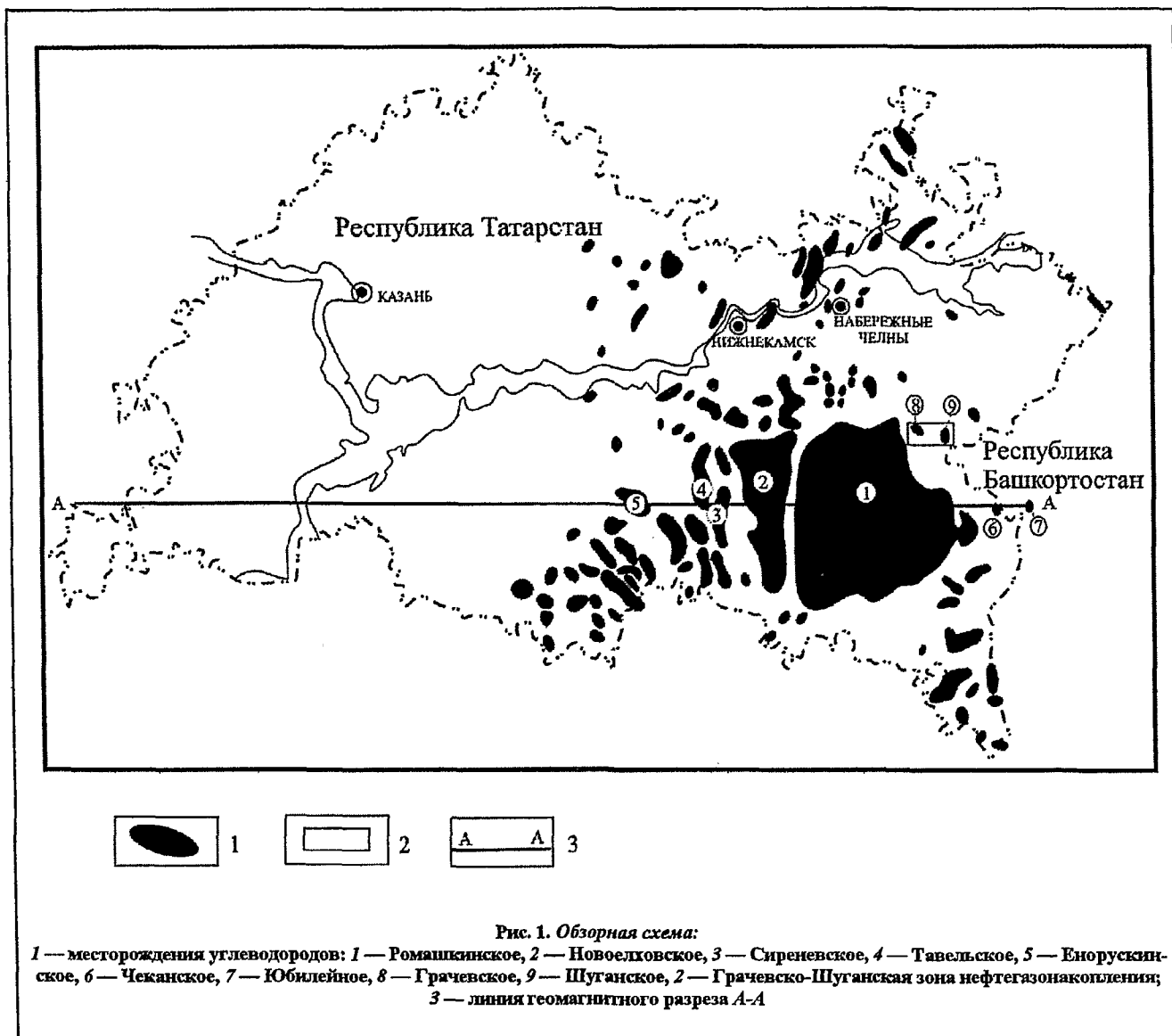
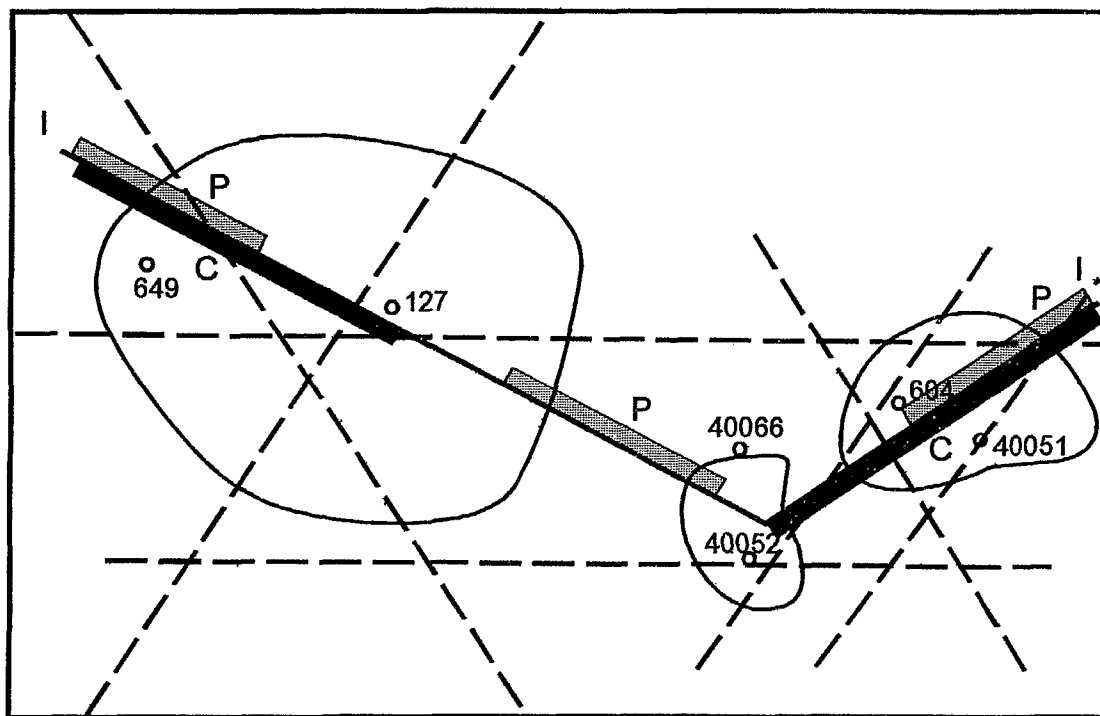


Рис. 1. Обзорная схема:

1 — месторождения углеводородов: 1 — Ромашкинское, 2 — Новоедховское, 3 — Сиреневское, 4 — Тавельское, 5 — Енорускинское, 6 — Чеканское, 7 — Юбилейное, 8 — Грачевское, 9 — Шуганское, 2 — Грачевско-Шуганская зона нефтегазоаккумуляции; 3 — линия геомагнитного разреза А-А



Масштаб 1 : 50 000

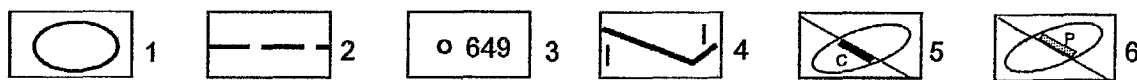


Рис. 2. Схема интерпретации магнитных данных.
Грачевско-Шуганская зона нефтегазоаккумуляции.
Участки Удобненский и Грачевский:

1 — контуры залежей углеводородов в терригенной толще нижнего карбона (по данным бурения), 2 — тектонические нарушения по данным магниторазведки; 3 — пробуренные скважины; 4 — линия геологического профиля I-I; 5 — проекция залежей углеводородов в терригенной толще нижнего карбона (по магнитным данным); 6 — проекция предполагаемых газовых залежей в нижнепермских отложениях

профилю (Енорускинское, Тавельское, Сиреневское, Новоелховское, Ромашкинское, Чеканское и Юбилейное), отмечены на спанограмме аномалиями СПАН на глубинах 1...2 км. Согласно анализу материалов вдоль линии А-А, западная часть Татарстана в пределах восточного склона Токмовского свода представляется зоной, перспективной для поисков месторождений углеводородов. Здесь выделяется ряд аномалий на глубинах, аналогичных распределению основных залежей углеводородов на упомянутых месторождениях Южно-Татарского свода. Помимо аномалий СПАН, обусловленных известными залежами, отмечаются аномалии, располагающиеся в разрезе над ними, гипсометрически выше, на глубинах 300...500 м, что отвечает толще пермских отложений.

Выявление аномалий СПАН в пермских отложениях рассмотрим на известных нефтяных месторождениях Грачевской и Удобновской структур, входящих в Грачевско-Шуганскую зону нефтегазоаккумуляции. Эти структуры приурочены к обособленным поднятиям, расположенным на периферии Южно-Татарского свода. Нефтеносность структур связана с прослоями песчаников бобриковского горизонта ви-

зейского яруса нижнего карбона. Залежи относятся к структурно-литологическому типу, высота залежей 5...8 м, площадь, по данным бурения, составляет около 7 км². Промышленно-нефтеносные песчаники залегают в виде отдельных прослоев среди глинистых пород. Пористость нефтесодержащих песчаников достигает 20...25 %, проницаемость — сотен миллидарси [10].

По линии геологического разреза I-I (скв. 649, 127, 40066, 604, 40051) (рис. 2) построен геомагнитный разрез. В результате разложения магнитного поля выделены аномалии СПАН на глубинах 930...1070 м, которые при сопоставлении с геологическим разрезом совпадают с положением известных залежей нефти в терригенной толще нижнего карбона. Глубины расположения аномалий довольно близки к отметкам ВНК. При учете альтитуды скважин на геологическом профиле I-I отметки водонефтяного контакта по геомагнитному разрезу составят - 910 м, что отвечает отметкам ВНК по данным бурения. Установлено достаточно хорошее совпадение положения контуров нефтяных залежей по данным бурения и аномалий СПАН в плане (рис 2, 3).

A

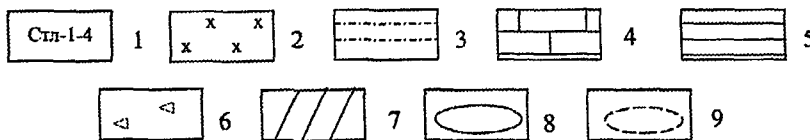
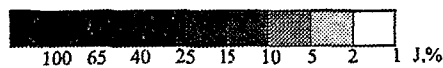
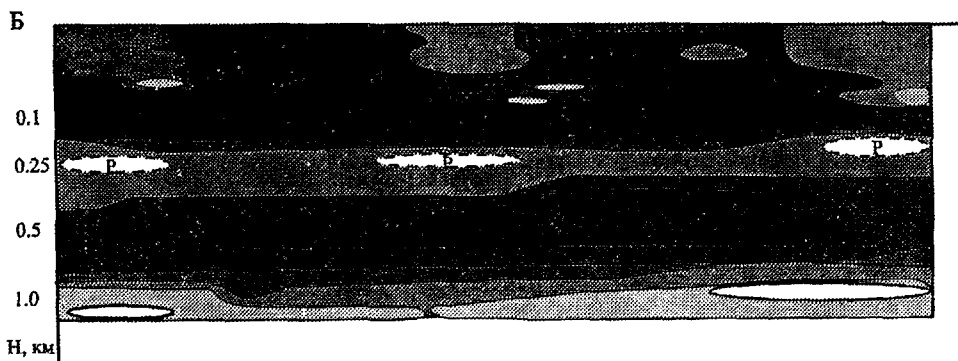
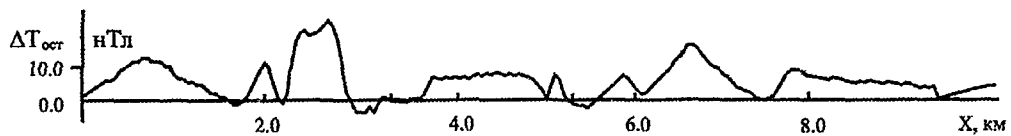
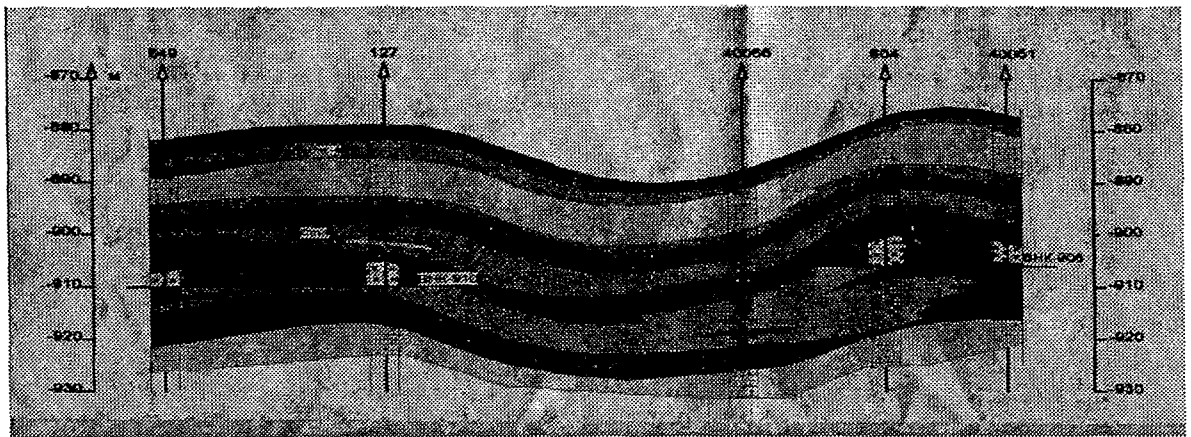


Рис. 3. Схема сопоставления геологического и геомагнитного разрезов вдоль линии геологического профиля I-I.

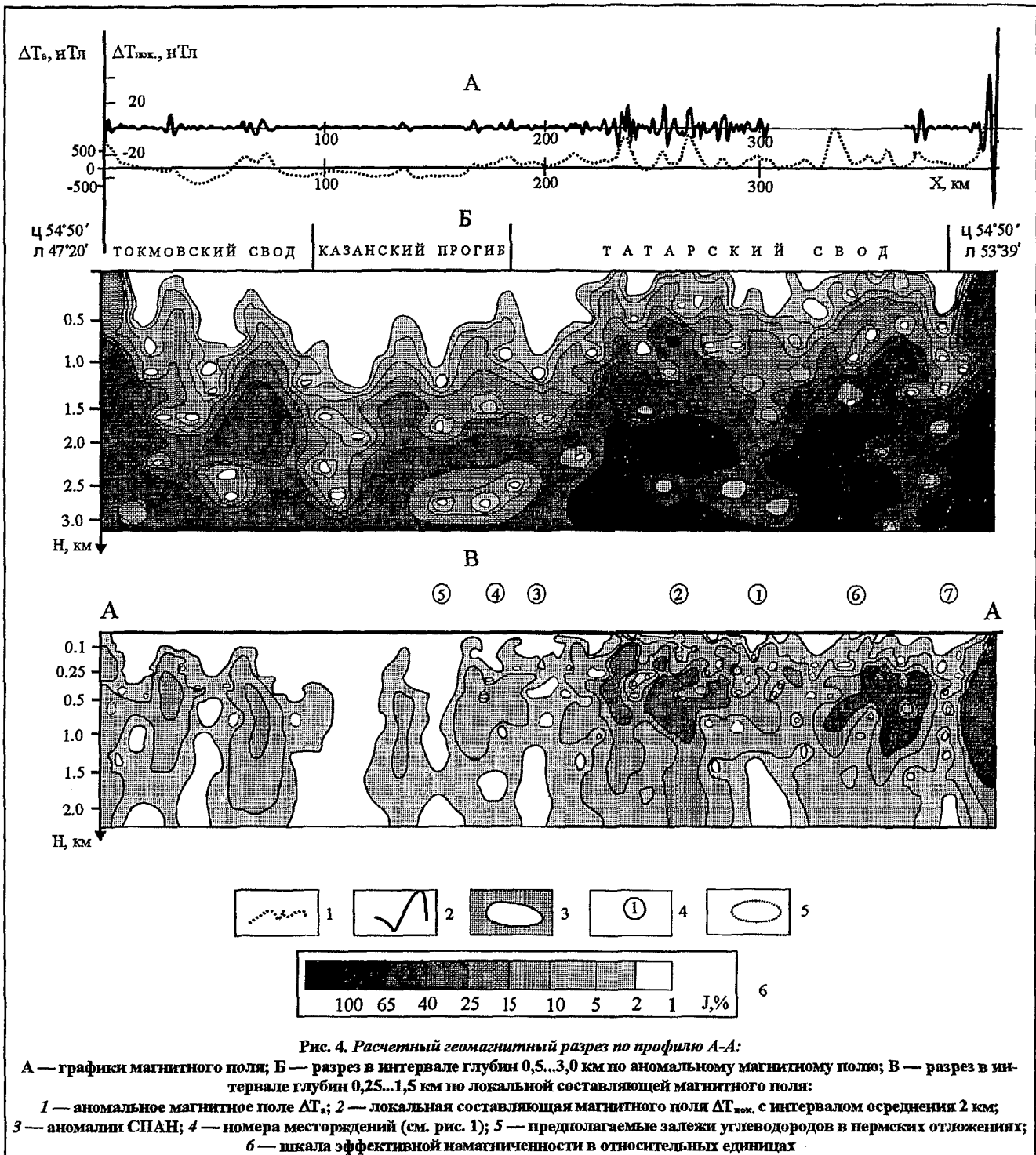
A — Геологический разрез вдоль линии геологического профиля I-I;

Б — Геомагнитный разрез вдоль линии геологического профиля I-I;

- 1 — стратиграфический индекс пласта-коллектора; 2 — нефтенасыщенный песчанник; 3 — алевролит; 4 — известняк; 5 — аргиллит, глина; 6 — углисто-глинистые сланцы; 7 — глинистость; 8 — аномалии СПАН, определяющие залежи углеводородов в терригенной толще нижнего карбона; 9 — аномалии СПАН, определяющие предполагаемые залежи газа в нижнепермских отложениях

На геомагнитном разрезе (рис.3) на отметках около - 250 м отчетливо выделяется аномалия, по своей морфологии и магнитным параметрам отвечающая, по-видимому, толще проницаемых пород, представленной предположительно песчаниками и алевролитами. Прогнозируемая толща проницаемых пород по латерали литологически не выдержана и, вероятно, характеризуется дискретным распространением. По глубинам залегания она соответствует в разрезе по-

ложению литолого-стратиграфического комплекса раннепермского возраста. В разрезе предполагаемой толщи выделены три аномалии такой же морфологии, что и аномалии СПАН от залежей нефти в низезалегающем продуктивном бобриковском горизонте. Из опыта работ в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и непосредственно в рассматриваемом регионе можно предположить, что выявленные аномалии СПАН могут быть обусловлены скоплениями



углеводородов в нижнепермских отложениях [4—7]. Это предположение подчеркивается и положением такой же по морфологии, но с несколько повышенными магнитными характеристиками аномалии СПАН, ограничивающей сверху рассмотренную выше. Она, по-видимому, отвечает породам с более высокими магнитными свойствами, предположительно глинистого состава. Если это предположение верно, то глинистая толща может служить хорошим водупором в намечаемом новом этапе нефтегазоносности. Отметим, что вертикальные размеры аномалий

СПАН в нижнепермском и бобриковском горизонтах равны и составляют 8...15 м. Линейные размеры аномалий СПАН в плане от верхних горизонтов на 50 % меньше, чем аномалии от нижележащих продуктивных отложений.

Аномалии, подобные аномалиям СПАН от пермского горизонта, отмечены практически повсеместно по всему профилю (см. рис. 1), в том числе и над известными месторождениями нефти в восточной части республики. Сиреневское месторождение нефти (рис.1, 4) приурочено к поднятию кристаллического

фундамента меридионального простирания, выражено в терригенных породах девона и карбонатном разрезе каменноугольных отложений. Сводовая часть структуры по каждому маркирующему горизонту смещена в плане. Размеры поднятия по стратоизогиप्се -1545 м составляют $9,4 \times 4,2$ км при амплитуде 12 м. Залежи нефти на месторождении установлены в пашийском и тиманском горизонтах франского яруса среднего девона, турнейском ярусе, тульском горизонте визейского яруса нижнего карбона и в пермских отложениях [10]. На рассматриваемом геомагнитном разрезе $A-A$ залежам нефти в пашийском и тиманском горизонтах отвечает объединенная аномалия СПАН на глубинах $1450...1600$ м. Залежам нефти в турнейском ярусе и тульском горизонте соответствует аномалия СПАН небольшого, по сравнению с аномалией от нижележащих залежей, размера с небольшим смещением на восток, на абсолютных отметках от -750 до -900 м. Аномалия СПАН от предполагаемой залежи в нижнепермских отложениях наблюдается на спанограмме (см. рис. 4B) на отметках $-400...450$ м с небольшим смещением ($100...150$ м к востоку) относительно аномалий от нижележащих продуктивных горизонтов.

Нефтеосность Ромашкинского месторождения связана в основном с терригенными отложениями девона и карбона. На спанограмме (см. рис. 4B) аномалия СПАН, отражающая основную залежь месторождения, отмечена в интервале $1300...1550$ м, что в принципе хорошо соотносится с отметкой водонефтяного контакта месторождения, установленного в интервале глубин $1482...1490$ м. В интервале, отвечающем глубинам залегания пермского литолого-стратиграфического комплекса, над аномалиями СПАН, отражающими основную залежь месторождения в терригенном девоне и более мелкие залежи в карбонатных отложениях каменноугольного возраста, выделен ряд аномалий СПАН. Аномалии СПАН выявлены как в нижне-, так и в верхнепермских отложениях. В нижнепермских породах аномалии СПАН приурочены к двум основным интервалам — $280...300$ и $260...270$ м соответственно. В верхнепермских отложениях аномалии, предположительно, приурочены к трем основным интервалам — $230...240$ м, $180...200$ м, $130...140$ м. Оценивая количество, распределение в геологическом разрезе, интенсивность и морфологию аномалий СПАН в пермском литолого-стратиграфическом комплексе, можно предположить, что на Ромашкинском месторождении возможен прирост добычи нефти за счет разведки и введения в эксплуатацию залежей углеводородов в пермских отложениях.

В западном Башкортостане на Юбилейном месторождении нефти на геомагнитном разрезе выделены в магнитном поле многочисленные аномалии, из которых отметим две аномалии СПАН в верхнепермских (интервалы глубин $150...260$ и $260...280$ м) и одну аномалию СПАН с глубинами от 550 до 650 м, совпа-

дающую с положением в разрезе нижнепермских отложений (см. рис. 4B).

Аномалии СПАН в интервалах распространения пермского литолого-стратиграфического комплекса выявлены на большинстве нефтяных месторождений вдоль линии $A-A$. На Енорускинском месторождении, приуроченном к небольшому поднятию в пределах Енорускинско-Кутушского вала, аномалий СПАН в пермских отложениях не зафиксировано, хотя, согласно геологическим данным, поднятие выражено и по отложениям перми. Отсутствие вертикальной миграции углеводородов из глубоко залегающих залежей в вышележащие, по-видимому, объясняется стилем разрывной тектоники на месторождении и характеристиками флюидоупора. С другой стороны, масштаб изображения, детальность использованных данных по магнитному полю не всегда обеспечивают полноту возможной информации.

Выводы:

1. На территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции при анализе материалов аэромагнитной съемки масштаба $1:50\ 000—1:25\ 000$ с высокочувствительной аппаратурой отмечены два уровня (интервала) распространения аномалий СПАН, отвечающих глубинам залегания нижне- и верхнепермского литолого-стратиграфических комплексов.

2. Аномалии СПАН, выделенные в интервалах залегания нижнепермского литолого-стратиграфического комплекса, приурочены к верхним горизонтам “сквозных” локальных поднятий, содержащих известные месторождения углеводородов и отдельные площади с доказанной нефтегазоносностью в отложениях девонского и каменноугольного литолого-стратиграфических комплексов, а также к куполовидным поднятиям, в нижнепермских отложениях. Контуры аномалий СПАН в нижнепермских образованиях на известных месторождениях и площадях с доказанной нефтегазоносностью в основном соответствуют контурам аномалий СПАН, отражающих залежи месторождений в породах карбона, или известным месторождениям углеводородов в нижнепермских отложениях. Можно предположить, что распределение аномалий СПАН в нижнепермских образованиях по площади отвечает распределению залежей углеводородов в нижнепермском нефтегазоносном комплексе.

3. Источником залежей углеводородов в нижнепермских отложениях возможно, служат залежи в каменноугольных породах, ареалы распространения которых в плане совпадают. Механизмом формирования залежей служили процессы вертикальной миграции углеводородов. Локализация залежей обусловлена структурным фактором, т. е. наличием крупных положительных структур (валов, валоподобных зон, структурных террас и т.д.); литофациальным фактором, а именно наличием локальных

литифаций, сочетающих коллектор и покрывку, наличием регионального флюидоупора.

4. Площадное изучение потенциального пермского нефтегазоносного комплекса на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с целью выявления в верхних горизонтах осадочного чехла (до глубины 500 м) залежей газа и нефти, в том числе и над известными месторождениями, возможно лишь при наличии материалов аэромагнитной съёмки крупного (1:50 000—1:25 000) масштаба с высокочувствительной магнитометрической аппаратурой или при проведении съёмки с аппаратурой нового поколения. Выполнение подобных аэромагнитных работ необходимо сочетать с комплексностью исследований — с установкой параллельно с аэромагнитометром газового (на метан—пропан) анализатора, гамма-спектрометра и аэрогравиметра.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лозин Е. В. Тектоника и нефтегазоносность платформенного Башкортостана. — М.: ВНИИОЭНГ, 1994. — 138 с.
2. Мавричев В. Г. Поиски углеводородов аэромагнитным методом. / Нетрадиционные методы поисков месторождений полезных ископаемых. — С.-Пб. — 2000. — С. 3—13.
3. Выявление залежей углеводородов в верхнепермских отложениях. / В. Г. Мавричев, С. И. Козеев, А. А. Петрова и др. // Разведка и охрана недр. — 2002. — № 12. — С. 9—12.
4. Петрова А. А. О влиянии рельефа фундамента на спектральную структуру аномального магнитного поля континентальных и океанических регионов // Геомагнитное поле и внутреннее строение Земли. М.: ИЗМИРАН, 1980.
5. Утопленников В. К. Литофациальные и тектонические факторы образования залежей углеводородов в нижнепермских отложениях юго-восточного склона Русской платформы // *Материалы Международной научно-практической конференции. Проблемы и перспективы применения геофизических технологий для повышения эффективности решения задач геологоразведки...* — Уфа, 2002. — С. 437—450.
6. Актуальность постановки геолого-разведочных работ по выявлению промышленных залежей углеводородов в нижнепермских отложениях на стыке пограничных территорий Башкортостана, Татарстана и Оренбургской области / В. К. Утопленников, Х. К. Самизуллин, Г. А. Петров и др. *Материалы Международной научно-практической конференции "Проблемы и перспективы применения геофизических технологий для повышения эффективности решения задач геологоразведки..."*. — Уфа, 2002. — С. 464—467.
7. Выявление залежей нефти в нижнепермских отложениях на юго-востоке Татарстана и особенности использования потокометрических методов для повышения эффективности работ по интенсификации притока и освоения скважин / В. К. Утопленников, Х. К. Самизуллин, Р. В. Вафин и др. *Материалы Международной научно-практической конференции "Проблемы и перспективы применения геофизических технологий для повышения эффективности решения задач геологоразведки..."*. — Уфа, 2002. — С. 467—476.
8. Физико-химические основы прямых поисков залежей нефти и газа. / Под. ред. Е.В. Каруса. — М.: 1986. — 336 с.
9. Ханнанов М. Т. Распространение газоносных пластов в верхнепермских отложениях на юго-востоке Республики Татарстан // *Георесурсы*. — Казань, 2000. — № 1. — С. 47—52.
10. Юсуфов Б. М., Веселов Г. С. Размещение нефтяных месторождений Татарии. — М.: Наука, 1973. — 191 с.
11. Goldhaber M. B., Reynolds R. L. Relations among hydrocarbon reservoirs, epigenetic sulfidization, and rock magnetization: Examples from the south Texas coastal plain // *Geophysics*. — 1991. — Vol. 56, № 6 (June 1991). — P. 748—757.