

Магнитная характеристика и разломная тектоника земной коры Шебелинской группы газовых месторождений как составная часть комплексных поисковых критериев углеводородов

© М. И. Орлюк, И. К. Пашкевич, 2011

Институт геофизики НАН Украины, Киев, Украина

Поступила 23 марта 2011 г.

Представлено членом редколлегии Р. И. Кутасом

Показано, что в Шебелинському районі Дніпровсько-Донецької западини газові родовища і газоносні структури контролюються розміщенням регіональних і локальних джерел магнітного поля $(\Delta T)_a$, а також розломною тектонікою. Цей головний висновок обґрунтований за результатами теоретичних та експериментальних розробок, а також аналізом аномального магнітного поля, побудовою регіональної магнітної моделі, теоретичних моделей нафтогазоносних структур, виявленням системи розломів і нафтогазоносності земної кори. Використання даних щодо нафтогазоносних колекторів у кристалічних породах північного борту западини і результатів магнітного моделювання дало змогу запропонувати як критерії неорганічного походження вуглеводнів приуроченість родовищ до зони глибинних магнітних утворень і до розломів різного типу як до шляхів їх міграції. Критерієм органічного генезису вуглеводнів може бути приуроченість родовищ до локальних магнітних аномалій з джерелами в осадовій товщі. Обговорено можливість «комбінованого» генезису вуглеводнів, коли родовища органічного походження «підживлюються» глибинними флюїдами по зонах глибинних розломів, як нафтогазопідвідних каналах. До таких родовищ, можливо, належить унікальне Шебелинське родовище.

It has been shown that gas deposits and gas-bearing structures of the Shebelynka area are controlled by the regional and local sources of magnetic field $(\Delta T)_a$ location as well as the fracture-blocky tectonics. This is the fundamental conclusion that is justified by a set of theoretical and experimental elaborations and analysis of anomalous magnetic field, regional magnetic model, theoretical models of oil-gas-bearing structures, the faults systems and oil and gas-bearing capacity of the Earth's crust. On the base of latest data on oil and gas-bearing collectors in the crystalline basement of the northern slope of depression and on the results of the magnetic modeling it was suggested that the confinement of deposits to the area of deep magnetic formations and to the faults of different types regarded as the ways of hydrocarbons migration may be the evidence of their inorganic origin. Confinement of deposits to local magnetic anomalies with sources in sedimentary rocks may be considered as a criterion for the hydrocarbons organic origin. A possibility of a «combined» genesis of hydrocarbons when deposits of organic origin are "supplied" by deep fluids over zones of deep-seated faults as oil-gas-transporting channels was discussed. The unique Shebelynka deposit apparently belongs to such a kind of deposits.

Введение. Интерпретация аномального магнитного поля $(\Delta T)_a$ и численное магнитное моделирование является одним из путей получения новой информации об интенсивности и неоднородности намагниченности земной коры в целом, расположении магнитных источников в ее объеме и значениях их намагниченности [Крутиховская и др., 1982; Пашкевич др., 1990; Схема ..., 1992; Литосфера..., 1993; Орлюк, Пашкевич, 1994; Орлюк та ін., 2000; Кутас, Пашкевич, 2000], а также о прогнозировании нефтегазоносности земной коры [Орлюк,

1994, 1997; 1999; Орлюк, Пашкевич, 1996; Орлюк и др., 1998; Максимчук, Орлюк, 2004 и др.]. Разработка магнитной модели коры в применении к прогнозированию нефтегазоносности нуждается в специальном анализе возможной генетической и структурной связи магнитной неоднородности консолидированной и осадочной толщ земной коры с месторождениями углеводородов и путями их миграции.

Согласно исследованиям ряда авторов [Лукин, 2009; Кравченко и др., 2003; Орлюк, 1994; 2005; Рябухин, Байбакова, 1994 и др.], многие

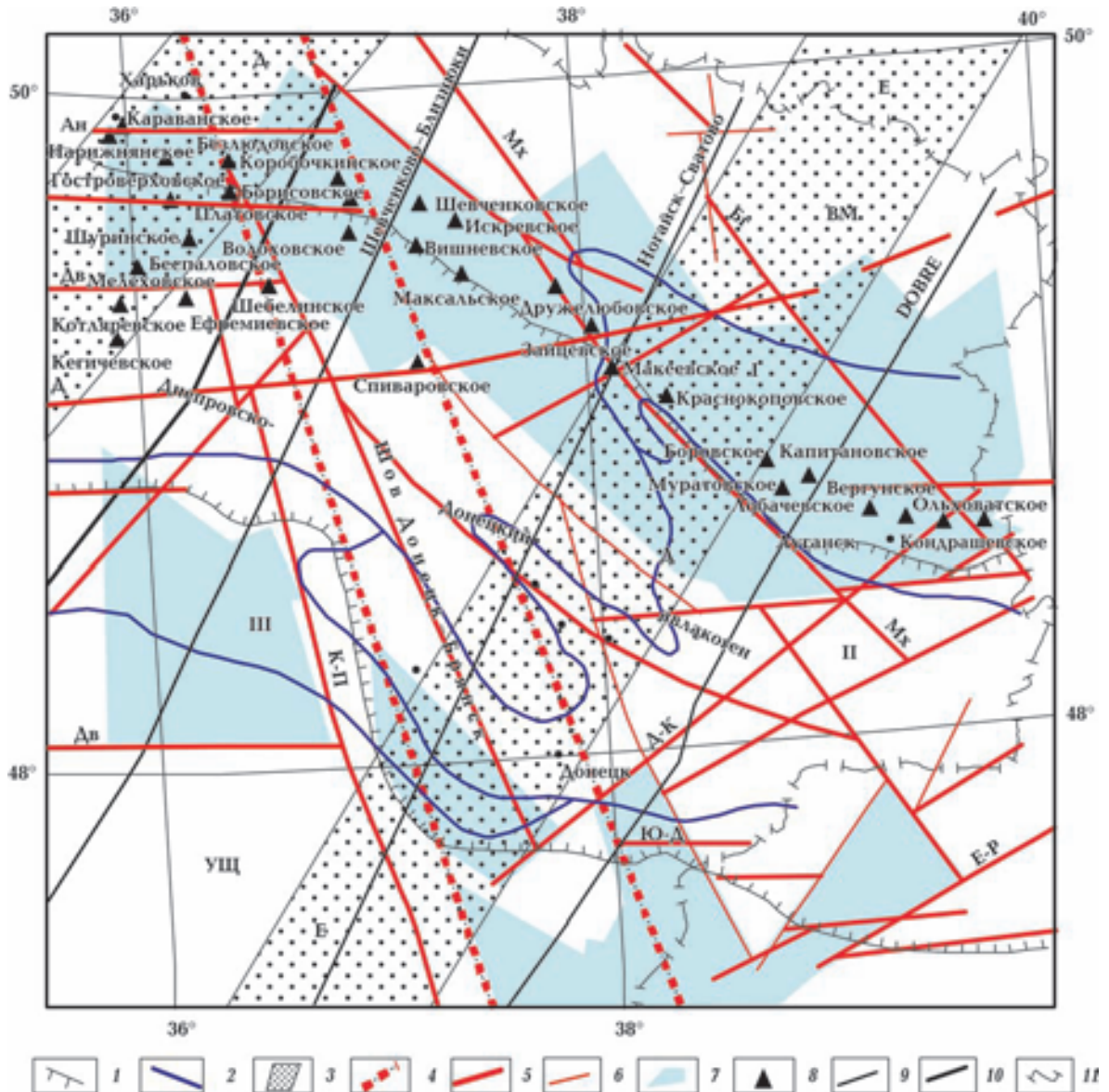


Рис. 1. Схема основных разломов консолидированной коры, литосферных линеаментов и газоносности юго-восточной части ДД в сопоставлении с намагниченностью пород консолидированной коры: 1 — граница ДД; 2 — границы районов Донбасса (I — северный, II — складчатый, III — западный); 3 — литосферные линеаменты Д и Е, по [Сологуб, 1986]; 4 — трансрегиональный тектонический шов Донецк—Брянск (Д-Бр); 5 — разломы I порядка; 6 — разломы более высоких порядков; 7 — проекции глубинных магнитных блоков на земную поверхность; 8 — месторождения газа; 9 — профили ГСЗ; 10 — профиль «Эталонный Шебелинский»; 11 — государственная граница Украины. Главные разломы: Ц-Д — Центрально-Донецкий; Ю-Д — Южно-Донецкий; К-П — Криворожско-Павловский; Дв — Девладовский; Мх — Михайловский; Д-К — Донецко-Кадиевский; Е-Р — Еланчикско-Ровенковский; Бг — Белгородский; Ан — Андрушевский.

месторождения углеводородов контролируются глубинными разломами как нефтегазоподводящими каналами. Поэтому им отводится решающая роль в формировании месторождений и в их пополнении на стадии эксплуатации. В связи с этим картирование разломов как возможных нефтегазоподводящих каналов имеет в настоящее время особую актуальность при поисках и эксплуатации месторождений.

Одной из самых сложных в этом отношении проблем является разработка критериев разделения разломов на потенциально нефтегазоподводящие и «пустые». Приоритет в определении местоположения нефтегазоподводящих разломов, без сомнения, должен принадлежать геофизическим методам.

Включение геомагнитных исследований в комплекс геофизических методов с этой целью

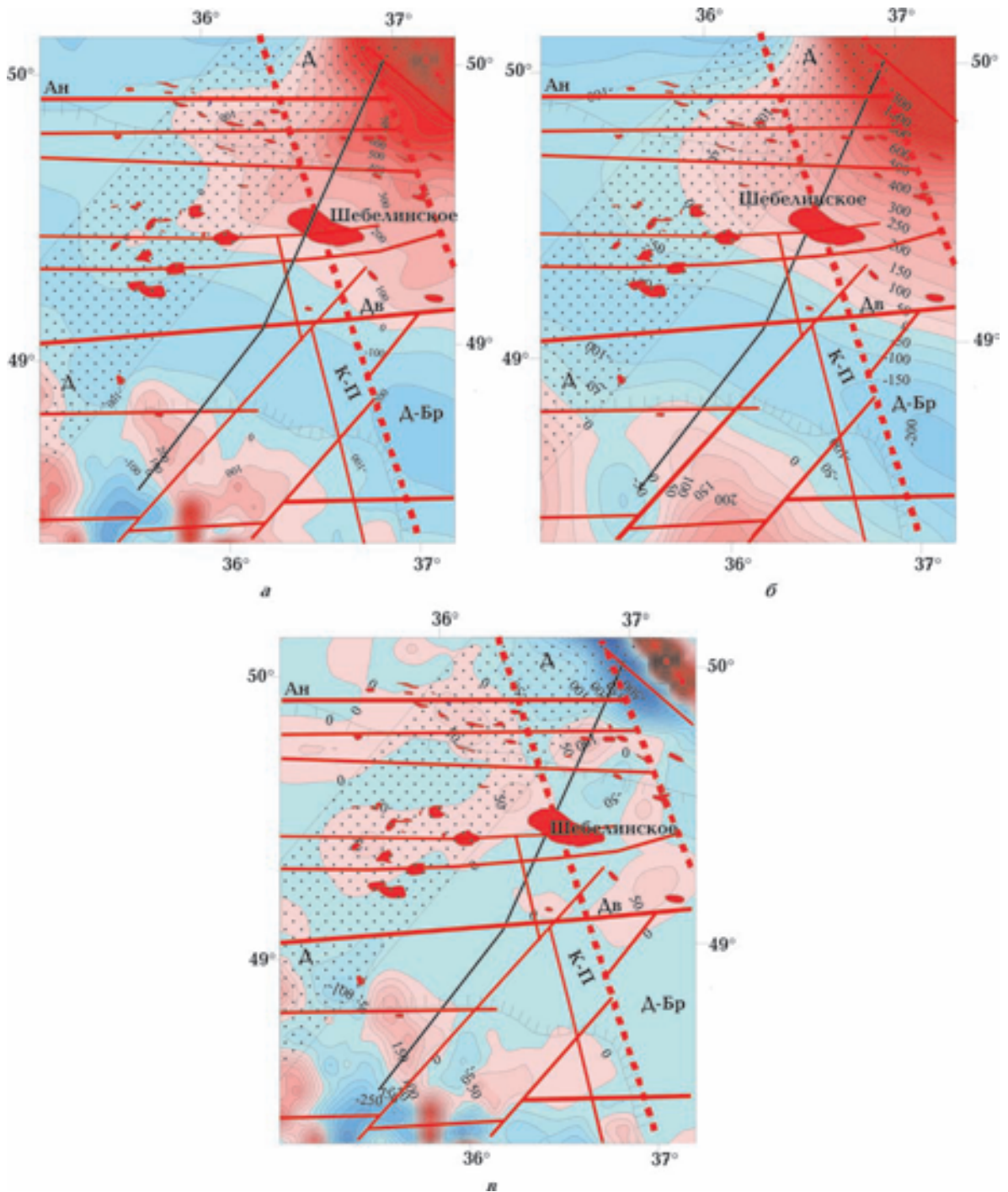


Рис. 2. Аномальное магнитное поле $(\Delta T)_a$ (а), его региональная $(\Delta T)_{a\text{рег}}$ (б) и локальная $(\Delta T)_{a\text{лок}}$ (в) составляющие в районе Шебелинского месторождения. Сечение изолиний 50 нТл. Условные обозначения на рис. 1.

рационально в связи с тем, что в общих чертах уже разработано физико-геологическое обоснование зависимости намагниченности пород от прохождения через них углеводородов [Vucha, 1984; Орлюк, 1994, 1999; Пашкевич и др., 1990; 1996]. Максимальное увеличение ин-

тенсивности намагниченности происходит при температуре выше 150—200 °С и может превышать начальную величину в десятки и даже сотни раз. Таким образом, увеличение намагниченности в зонах разломов по сравнению с намагниченностью вмещающих пород [Орлюк,

1999] позволяет прогнозировать нефтегазоконтролирующие разрывные структуры.

На основе выполненных ранее региональных исследований и с учетом данных о литосферных линеаментах и глубинности разломов нами составлена схема разломов консолидированной коры зоны сочленения Днепровско-Донецкого авлакогена (ДДа) и Донбасса (рис. 1). Среди глубинных линеаментов выделен [Схема..., 1992] трансрегиональный тектонический шов северо-северо-западного простирания — Донецк—Брянск, который существенно влиял на формирование структуры Донбасса и зон его сочленения с Украинским щитом, Воронежским массивом и Днепровской впадиной. К трансрегиональным литосферным линеаментам относятся линеаменты Д и Е [Соллогуб, 1986]. Особого внимания заслуживает широтная система разломов, которая рассматривается как наиболее молодая сквозная система [Vogdanova et al., 2008]. Наряду с северо-западными разломами она играла определяющую роль в формировании границ палеорифта, о чем свидетельствует морфология северного краевого сброса авлакогена.

Анализ особенностей разломов консолидированной коры, складчатых и разрывных структур осадочного бассейна на примере Донецкого бассейна [Кутас, Пашкевич, 2000] показывает, что разломы осадочного чехла, как правило, имеют унаследованный характер, а практически все складки, независимо от их масштабов, сопряжены с разломами консолидированной коры разных рангов, испытавшими неоднократную активизацию. Примером развития приразломной складчатости в зонах правосторонних сдвигов (Михайловский и Белгородский разломы), оперяющих шов Донецк—Брянск, может быть участок мелкой складчатости северо-западной части Донбасса. Таким образом, можно считать установленной связь разломной и складчатой тектоники осадочного чехла с разломной тектоникой консолидированной коры.

Характеристика аномального магнитного поля (ΔT_a). Для анализа аномального магнитного поля района исследований использована карта аномального магнитного поля территории Украины масштаба 1:1000 000 [Нечаева и др., 2002]. С использованием современного программно-алгоритмического обеспечения на ее основе была создана цифровая карта (рис. 2, а) в сферических и прямоугольных координатах с представлением значений поля (ΔT_a) по сети 2×2 км.

Аномальное магнитное поле (ΔT_a) исследуемого района дифференцировано по интенсивности, морфологии и простиранию аномалий, которые образуют своеобразные полосы, и характеризуется наличием в его составе длинноволновой (региональной) и коротковолновой (локальной) компонент. Региональная компонента поля (ΔT_a)_{рег} (рис. 2, б) получена путем осреднения исходного поля с радиусом $R=40$ км, а локальная — путем исключения его из исходного (ΔT_a)_{лок}=(ΔT_a)-(ΔT_a)_{рег} (рис. 2, в). В полях (ΔT_a) и (ΔT_a)_{рег} четко прослеживаются северо-западное и широтное простирания отрицательных и положительных аномалий интенсивностью от -200 до +400 нТл. Характер аномального магнитного поля (ΔT_a) и его региональной компоненты согласуется со структурой ДДа и глубинами залегания кристаллического фундамента. Его морфология существенно упрощается от бортов к центру авлакогена. На северном склоне наблюдается «прибортовая» региональная аномалия, осложненная субширотным ответвлением ее к западу и распространяющаяся в пределы собственно авлакогена. На южном борту при переходе от Украинского щита к ДДа в связи с большой крутизной рельефа фундамента отмечается резкое изменение магнитного поля.

Обращает внимание приуроченность месторождений и проявлений газа к положительным региональным магнитным аномалиям и зонам повышенных градиентов поля. Также наблюдается связь месторождений газа и газопроявлений с локальными магнитными аномалиями интенсивностью до 50—100 нТл северо-западного, северо-восточного и субширотного простираний (см. рис. 2, в). Шебелинское месторождение находится в области пересечения зон высоких градиентов поля региональной составляющей (см. рис. 2, б) северо-западного и широтного направлений, а форма месторождения подчеркивается этими направлениями.

Аномальное магнитное поле района исследований использовано для изучения разрывной тектоники и разработки магнитной модели консолидированной коры. Главная особенность разрывной тектоники — наличие разломов северо-западного, северо-северо-западного, северо-восточного и широтного простираний. Разломы первого направления входят в систему краевых разломов ДДа, второго — в систему трансрегионального тектонического шва Донецк—Брянск, третьего — относятся к серии поперечных разломов ДДа и субпараллельных литосферному линеamentу

Д. Широкие разломы являются составной частью системы сквозных разломов, трансформирующихся с Украинского щита в пределы окружающих его крупных тектонических единиц — Воыно-Подольской плиты на западе, ДДа и Воронежского массива на востоке [Vogdanova et al., 2008]. Перечисленные системы разломов имеют глубинное происхождение [Схема..., 1992]. Разломы консолидированной коры в большинстве случаев унаследованы нарушениями осадочного чехла, в том числе и краевыми разломами ДДа.

Методика построения магнитной модели консолидированной земной коры. Суть численного магнитного моделирования проста: аппроксимировать объем консолидированной коры геометрическими телами произвольной формы с разной намагниченностью; путем изменения геометрии тел и значений их намагниченности оценить эффект от модели с минимизацией расхождений между интерпретируемым и рассчитанным от модели полем.

Методика построения магнитных моделей земной коры с целью получения информации о распределении в ее разрезе намагниченных образований, включая магнитные источники в осадочном чехле, обусловленные влиянием углеводородов, разрабатывалась на Украине на протяжении нескольких десятков лет [Крутиховская и др., 1982; Пашкевич и др., 1990; Орлюк, 1994; Максимчук, Орлюк, 2004 и др.]. Ранее для коры континентального типа была обнаружена корреляция региональной компоненты аномального магнитного поля с глубиной залегания поверхности кристаллического фундамента в пределах наложенных структур, а также с глубиной до раздела Мохоровичича (М). Это свидетельствует о том, что в первом приближении намагниченные образования могут быть распространены в пределах всей мощности консолидированной коры. В дополнение к этим общим связям были проанализированы соотношения региональной компоненты поля с мощностями условно выделенных слоев консолидированной коры (гранитного, диоритового и базальтового) по данным [Литосфера..., 1993; Град и др., 2003; Ильченко, Степаненко, 1998; Схема ..., 1992 и др.].

Выбор геометрии возмущающих тел для оценки их намагниченности основывался на данных о глубинах до поверхности кристаллического фундамента, раздела М и изотермической поверхности Кюри магнетита. Также изучена возможность приуроченности верхних и нижних ограничений магнитных источников к

границам «гранитного», «диоритового» и «базальтового» слоев и коромантийной смеси. В результате анализа верхняя граница магнитоактивной толщи выбрана на глубинах, где скорость распространения продольных сейсмических волн достигает 6,3 км/с, а за нижнее ее ограничение — раздел М или изотермическая поверхность $T=600\text{ }^{\circ}\text{C}$ (что близко к точке Кюри магнетита), если она залегает выше раздела М. Локальные источники магнитного поля с нижним ограничением 10—15 км могут относиться к кристаллической части коры и осадочному чехлу. В частности, в пределах Центральной депрессии, а также на северо-западе ДДа кроме эффузивных и магматических образований девона экспериментально исследованы магнитные (а в ряде случаев высокомагнитные) разности сидеритизированных известняков, аргиллитов, алевролитов, песчаников девонского и карбонового возраста [Орлюк, 1999; Орлюк, Друкаренко, 2010].

Трехмерная магнитная модель консолидированной коры ДДа и Донбасса была создана ранее [Орлюк, Пашкевич, 1994; Кутас, Пашкевич, 2000, Орлюк, 1994; 1999]. Для ее построения и анализа были обобщены данные о значениях намагниченности верхней и нижней частей земной коры Украинского щита, осадочных образований ДДа и Донбасса и девонских магматических и вулканогенно-пирокластических образований [Орлюк та ін., 2000; Костенко и др., 2005].

Магнитная неоднородность глубинных частей земной коры зоны сочленения Донецкой части авлакогена с Донбассом в сопоставлении со схемой разломно-блоковой тектоники и нефтегазонасностью земной коры приведена на рис. 1. Глубинные магнитные источники расположены в пределах диоритового и базальтового слоев и сопровождают северную границу ДДа с внутренней и внешней стороны, а их геометрия подчеркивается разломами основных систем. Интенсивность намагниченности нижней коры здесь оценена в первые единицы амперов на метр. Локальные источники с намагниченностью 0,05—0,2 А/м также тяготеют к разломным структурам и располагаются в пределах верхней части «гранитного» и низов осадочного слоев (рис. 3). Источники локальных аномалий, судя по характеру соответствующей компоненты магнитного поля (см. рис. 2, в), контролируются северным краевым разломом ДДа северо-западного простирания, а также разломами системы литосферного линеамента Д северо-восточного простирания.

Практически немагнитна вся кора в пределах центральной части ДДа и южной части Центрального Донбасса, а ее намагниченность не превышает 0,5 А/м. В южной части авлакогена глубинные источники находятся к югу от бортового разлома в пределах Украинского щита и также согласуются с разломной тектоникой. Их намагниченность, как и в районе северной краевой части авлакогена, не превышает первых единиц амперов на метр.

Магнитная неоднородность земной коры региона в связи с проблемами нефтегазоносности. Анализ аномального магнитного поля и его составляющих совместно с полученной магнитной моделью и расположением месторождений газа изучаемого района приводит к выводу о приуроченности большого количества месторождений газа в пределах самого авлакогена к локальным магнитным аномалиям и широтным зонам разломов в области пересечения их литосферным линеamentом Д, а на северном его склоне — к глубинным магнитным блокам и субширотному направлению, параллельному краевому разлому. Что касается Шебелинского месторождения, то оно, как отмечалось при

описании аномального магнитного поля, также находится в узле пересечения широтного разлома с разломом, ограничивающим шов Донецк—Брянск с запада. Таким образом, намечается связь месторождений газа, с одной стороны, как отмечалось выше, с разломами разного ранга и разной степени активизации и, с другой — с намагниченными образованиями коры разной глубинности.

Согласно модельным представлениям о структуре и составе земной коры ДДа, полученным на основе интерпретации комплекса геофизических данных и анализа закономерностей распределения нефтегазовых месторождений земной коры ДДа, обоснованы три возможных типа связи нефтегазоносности коры с ее намагниченностью: генетический, структурный и структурно-генетический [Орлюк, 1999].

Генетический — увеличение намагниченности пород на путях миграции углеводородов (по ослабленным зонам и зонам глубинных разломов) при температурах более 200—250 °С. Такой механизм подтвержден экспериментально и его с успехом можно применить и в случае

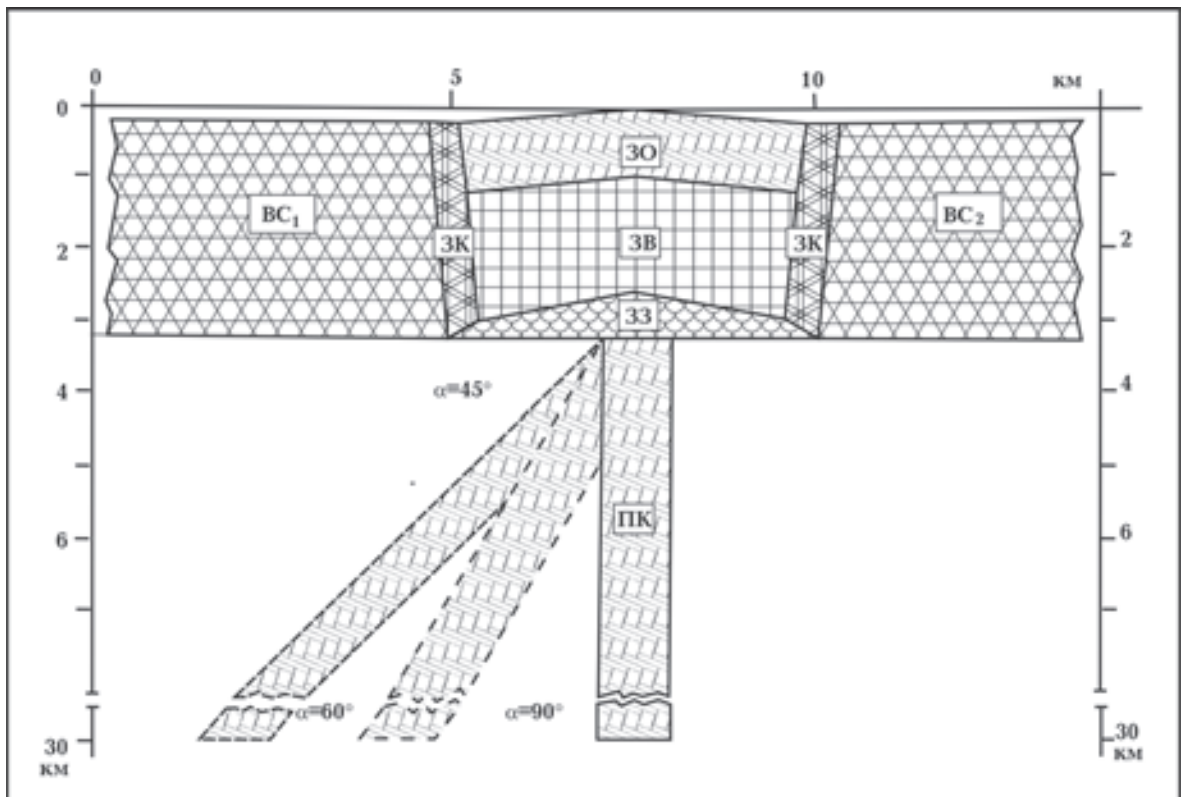


Рис. 3. Теоретическая магнитная модель нефтегазоносной структуры: ЗЗ — зона залежи; ЗВ — зона восстановления; ЗО — зона окисления; ЗК — зона краевая, ВС — вмещающая среда, ПК — подводящий канал. Магнитные параметры смотри в таблице и тексте.

органического происхождения углеводородов. Так, главная и нижняя (катагенетическая) зоны газообразования относятся к областям мезо- и катагенеза с температурами 200 °С и выше, при которых согласно экспериментальным данным происходит увеличение намагниченности за счет новообразования магнитных железистых минералов, главным образом, магнетита и самородного железа [Орлюк, Пашкевич, 1996]. Зона нефтеобразования лежит в температурном интервале 50—150 °С, где восстановительные процессы замедлены.

Структурный — структуры растяжения и прогибания консолидированной коры благоприятны для накопления и захоронения органического вещества, исходного для образования нефти и газа. При классическом развитии нефтегазоносного бассейна [Соколов, 1988] формирование нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений определяется исходным составом органического вещества, глубиной его погружения и температурным режимом [Галушкин, Кутас, 1995]. Магнитные блоки консолидированной коры, фиксирующие структуры растяжения, в осадочном бассейне более погружены по сравнению со слабомагнитными, что обуславливает более глубоководный исходный состав нефтегазоматеринских толщ. Органическое вещество над магнитными блоками попадает в зону газообразования и соответственно над немагнитными блоками исходное вещество оказывается в зоне нефтеобразования.

Структурно-генетический — структуры растяжения и прогибания коры без существенной инверсионной стадии развития фиксируются глубинными блоками повышенной намагниченности, а консолидированная кора в них сложена породами основного и частично ультраосновного состава. При прохождении углеводородов изначально повышенная намагниченность пород этого состава в условиях повышенной трещиноватости и наличии разломов может увеличиваться за счет первого механизма.

Применение геомагнитного метода для обнаружения локальных нефтегазоносных структур в пределах осадочного чехла обосновано теоретическими предпосылками и экспериментальными данными [Donovan et al., 1979; Березкин и др., 1982; Гершанок, 1982; Справочник..., 1987; Bucha, 1984; Schumacher, 1996; LeSchak, Van Alstine, 2002]. Для выяснения природы магнитных аномалий над локальными структурами построены теоретические магнитные модели нефтегазовых месторождений с учетом всей имеющейся информации,

для чего использованы теоретические и экспериментальные данные о магнитных параметрах самой структуры и вмещающей ее среды (рис. 3, таблица).

Согласно экспериментальным данным намагниченность пород над залежью зависит от окислительно-восстановительного потенциала среды, которая разделяется на две зоны: восстановительную и окислительную [Березкин и др., 1982]. В нижней восстановительной зоне трехвалентное железо в железистых соединениях частично переходит в растворимую двухвалентную форму и, реагируя с сероводородом, образует слабомагнитный пирит и марказит. Это приводит к уменьшению величины намагниченности на 0,02—0,04 А/м. В верхней окислительной зоне железо содержится в трехвалентном состоянии, что ограничивает его мигрирующую способность, как и первичного магнетита. Соответственно здесь возможно возникновение вторичного магнетита под действием мигрирующих из залежи углеводородов и сульфатредуцирующих бактерий, что может привести к увеличению намагниченности на 0,03—0,1 А/м.

В краевых частях структуры известны субвертикальные неоднородные зоны разнотемпературного состояния пород, которое предопределяет перенос углеводородов и растворов с разными элементами, повышение теплового потока и др. [Березкин и др., 1982; Слепак, 1985]. В этих областях намагниченность может расти или уменьшаться относительно величин намагниченности нефтегазовой структуры и вмещающей среды. Геометрические параметры модели, по [Березкин и др., 1982; Орлюк, 1997], показаны на рис. 3, а величины намагниченности приведены в таблице. В ней учтены возможные изменения намагниченности в зонах окисления, краевых зонах и во вмещающей среде по обе стороны от структуры. Зона залежи (ЗЗ) аппроксимируется слоем мощностью от 0,2 до 0,6 км, зона восстановления (ЗВ) — 1,6 км, зона окисления (ЗО) — 1,0 км, краевые вертикальные зоны (ЗК) имеют горизонтальную мощность 0,4 км. Среда, вмещающая нефтегазовую структуру (ВС), аппроксимирована одним слоем мощностью 3,2 км. По латерали нефтегазоносная структура имеет размеры 5×9 км, а тела, аппроксимирующие вмещающую среду, распространяются на 25—30 км от края структуры. Исходя из таких параметров, были вычислены эффекты от моделей с разным соотношением намагниченности самой нефтегазоносной структуры и вмеща-

ющей среды, максимально приближенным к реальным условиям.

В соответствии с сочетанием значений намагниченности структуры и вмещающей сре-

диной минимума и его интенсивностью (–4,0 нТл). На высоте 3,0 км наблюдается еле заметный минимум интенсивностью 2,0 нТл при фоновых значениях 5,5–6,0 нТл.

Таблица. Намагниченность зон нефтегазоносной структуры, А/м

Номер модели	ЗЗ	ЗВ	ЗО	ЗК	ВС ₁	ВС ₂
1 ₁	0,02	0,03	0,05	0,03	0,07	0,07
2 ₁	0,02	0,03	0,05	0,1	0,07	0,07
3 ₁	0,02	0,03	0,1	0,1	0,07	0,07
4 ₁	0,02	0,03	0,1	0,03	0,07	0,07
1 ₂	0,02	0,03	0,05	0,03	0,07	0,005
2 ₂	0,02	0,03	0,05	0,1	0,07	0,005
3 ₂	0,02	0,03	0,1	0,1	0,07	0,005
4 ₂	0,02	0,03	0,1	0,03	0,07	0,005
1 ₃	0,02	0,03	0,05	0,03	0,005	0,005
2 ₃	0,02	0,03	0,05	0,1	0,005	0,005
3 ₃	0,02	0,03	0,1	0,1	0,005	0,005
4 ₃	0,02	0,03	0,1	0,03	0,005	0,005

ды с фиксированными параметрами сформулированы три серии моделей. Во всех моделях приняты постоянные значения намагниченности залежи и зоны восстановления. В первой серии изменяются значения намагниченности ЗО и ЗК, во второй — ЗО, ЗК и ВС, в третьей, при постоянной, но меньшей, чем в первой модели, намагниченности ВС — ЗО и ЗК.

Модель 1₁. Аномалия магнитного поля на высоте 0,15 км имеет семь экстремумов. Над вмещающей средой значение поля 5,0–6,0 нТл, над ее краем — 2,5 нТл, ЗК — минимум до –10,0 нТл, по центру модели минимум достигает — 8 нТл. При удалении от модели вверх на 0,5 км поле существенно упрощается и фиксируется один минимум небольшой интенсивности (2,0–3,0 нТл). На высоте 1,0 км однородный минимум (–3,0–4,0) нТл, при фоновых значениях 6,0 нТл, а на высоте 3,0 км — относительный минимум (до 0 нТл) на фоне 4,0–5,0 нТл (рис. 4).

Модель 2₁. Отличается от предыдущей увеличением намагниченности ЗК до 0,1 А/м. В этом случае кривая упрощается, над ЗК наблюдаются максимумы интенсивностью 10 нТл, а над центром модели — минимум –10 нТл. На высоте 0,5 км максимумы над ЗК составляют всего 2,0–2,5 нТл по отношению к фоновым значениям от вмещающей среды, с минимумом над центром (–5,0–6,0) нТл. На высоте 1,0 км кривая отличается от предыдущей модели 1₁

Модель 3₁. На высоте 0,15 км наблюдается кривая с пятью экстремумами и максимальной интенсивностью 10 нТл над ЗК, на 0,5 км максимумы над ЗК составляют 2,0 нТл по отношению к фоновым над вмещающей средой, а минимум над центром (–5,0–5,5) нТл. На высоте 3,0 км поле практически соответствует его фоновым значениям.

Модель 4₁. В этом случае четко выделяется лишь ЗК, а над центром модели наблюдаются почти фоновые значения за счет компенсации эффектов от ЗЗ, ЗВ и ЗО. Этими четырьмя моделями и их модификациями, в принципе, исчерпываются варианты моделей непосредственно от самой локальной нефтегазоносной структуры. Дальнейшее усложнение характера поля может быть обусловлено разными величинами намагниченности вмещающей среды и наличием канала, подводящего углеводороды.

Модель 1₂–4₂. Эффекты от этих моделей приведены на рис. 4, б для случая намагниченности вмещающей среды слева от модели 0,07, а справа — 0,005 А/м. Как видно, главные различия наблюдаются в правой части профиля, где усиливается аномалия ЗК вследствие дополнительной аномалии контактового типа за счет разности в намагниченности нефтегазоносной структуры и вмещающей среды.

Модель 1₃–4₃. Эта серия моделей отражает ситуацию при намагниченности вмещающей

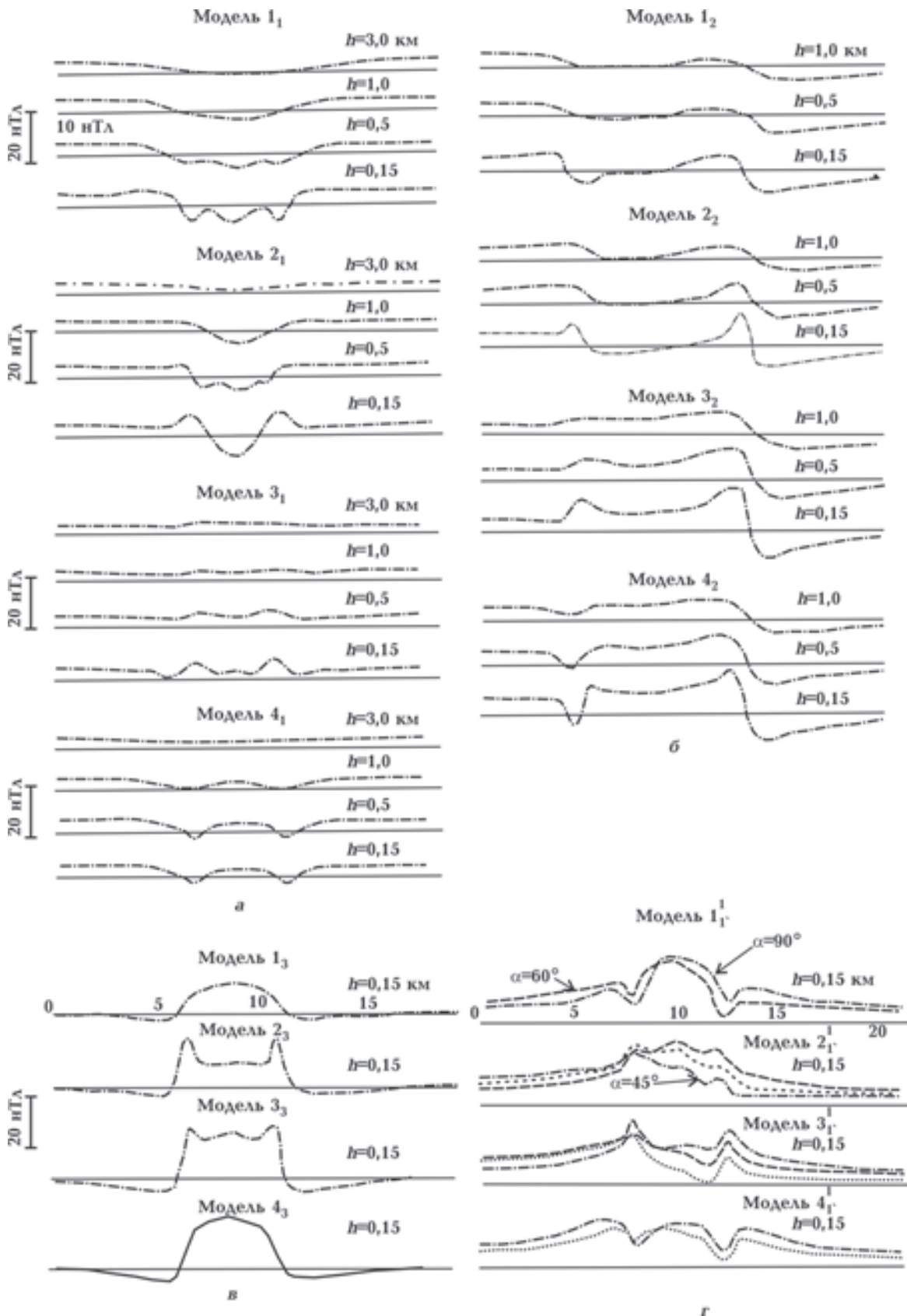


Рис. 4. Поле $(\Delta T)_a$, рассчитанное для разных моделей нефтегазонасыщенной структуры:
 а — $1_1^1 \div 4_1$; б — $1_2^1 \div 4_2$; в — $1_3^1 \div 4_3$; г — $1_1^1 \div 4_1^1$.

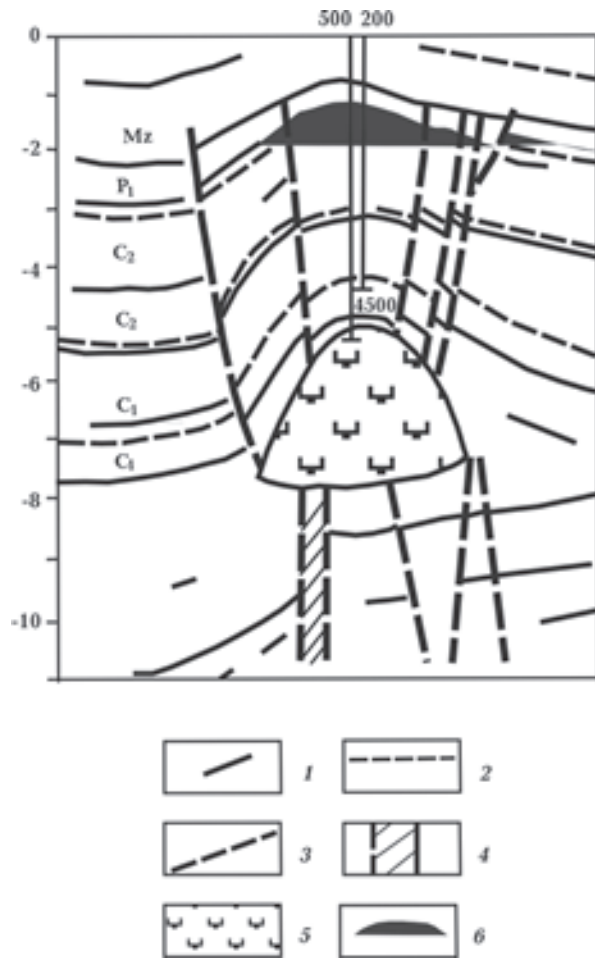


Рис. 5. Глубинный разрез Шебелинской структуры по данным МОВ—ОГТ по сейсмическому профилю 2Ш [Гладченко, 2007]: 1 — отражающие границы; 2 — границы стратиграфических комплексов; 3 — разрывные нарушения; 4 — зоны концентрации разрывных нарушений; 5 — предполагаемая область распространения соляного криптодиатрира; 6 — залежь газа с газоконденсатом.

среды 0,005 А/м. В этом случае модель 1₃ фиксируется четкой положительной аномалией с максимальной интенсивностью 15 нТл и еле заметными минимумами над ЗК. Модель 2₃ отмечается с максимумами 24 нТл над ЗК и минимумами (–3,5 нТл) над вмещающей средой вблизи структуры. Модель 3₃ дает аномалию с тремя максимумами интенсивностью 24,0—26,0 и краевыми минимумами –6,0 нТл. Модель 4₃ отмечается монолитной положительной аномалией интенсивностью 25,0 и минимумами –5,0 нТл над вмещающей средой (см. рис. 4, в).

Особого внимания заслуживает модель нефтегазоносной структуры с зоной разлома как нефтегазоподводящим каналом. Аналогичная модель структуры рассмотрена в работе [Гладченко, 2007] для Шебелинского месторождения

(рис. 5) на основании МОВ—ОГТ. Согласно температурному режиму на глубине 30 км [Галушкин, Кутас, 1995] и высоковосстановительным условиям (за счет прохождения углеводородов), последняя должна сопровождаться увеличением намагниченности пород. На рис. 4, г показан эффект ряда моделей нефтегазоносной структуры с подводящим каналом в виде зоны разломов мощностью 1,0 км с разными углами падения и намагниченностью пород в его зоне 0,5 А/м. Согласно модели канал простирается вдоль структуры от нижней части залежи до глубины 30 км. В этом случае для серии моделей 1₁¹ — 4₁¹ на высоте 0,15 км (см. рисю 4, г) четко фиксируется аномалия от канала интенсивностью около 20 нТл, на фоне которой фиксируются аномалии от самой нефтегазоносной структуры. Аналогичные расчеты выполнены для серии моделей 1₂¹ — 4₂¹ и 1₃¹ — 4₃¹. Отметим, что для расчета типовых моделей приняты средние различия в значениях магнитной восприимчивости отдельных геохимических зон и вмещающей среды, следовательно, и рассчитанные аномальные эффекты являются осредненными. Исключение может составлять модель с нефтегазоподводящей зоной разлома, поскольку величина намагниченности 0,5 А/м не слишком большая для этого структурного элемента разреза коры. По-видимому, с учетом экспериментальных данных и оценочных расчетов [Bucha, 1984, Орлюк, 1999; Кравченко и др., 2003] интенсивность аномалий может достигать от первых десятков до сотен нанотесла.

Таким образом, эффект нефтегазоносных структур и их отдельных элементов с интенсивностью поля от первых нанотесла до первых десятков нанотесла может быть обнаружен с помощью детальных наземных и аэромагнитных съемок до высоты 3 км при залегании самой залежи на глубине до 6 км. Выделение этих аномалий из суммарного поля с целью дальнейшей интерпретации и подбора модели залежи не представляет больших трудностей [Phan Thi Kim Van, 2003; Максимчук, Орлюк, 2004].

Обсуждение результатов. Анализ аномального магнитного поля и магнитной модели земной коры зоны сочленения Днепровского сегмента авлакогена и Донбасса свидетельствует о ее существенной магнитной неоднородности. Глубинные магнитные тела в структуре авлакогена распределены асимметрично относительно его осевой линии. Однозначную оценку природы магнитных образований выполнить невозможно. Однако их структурное положение и данные ГСЗ [Град и др., 2003; Ильченко,

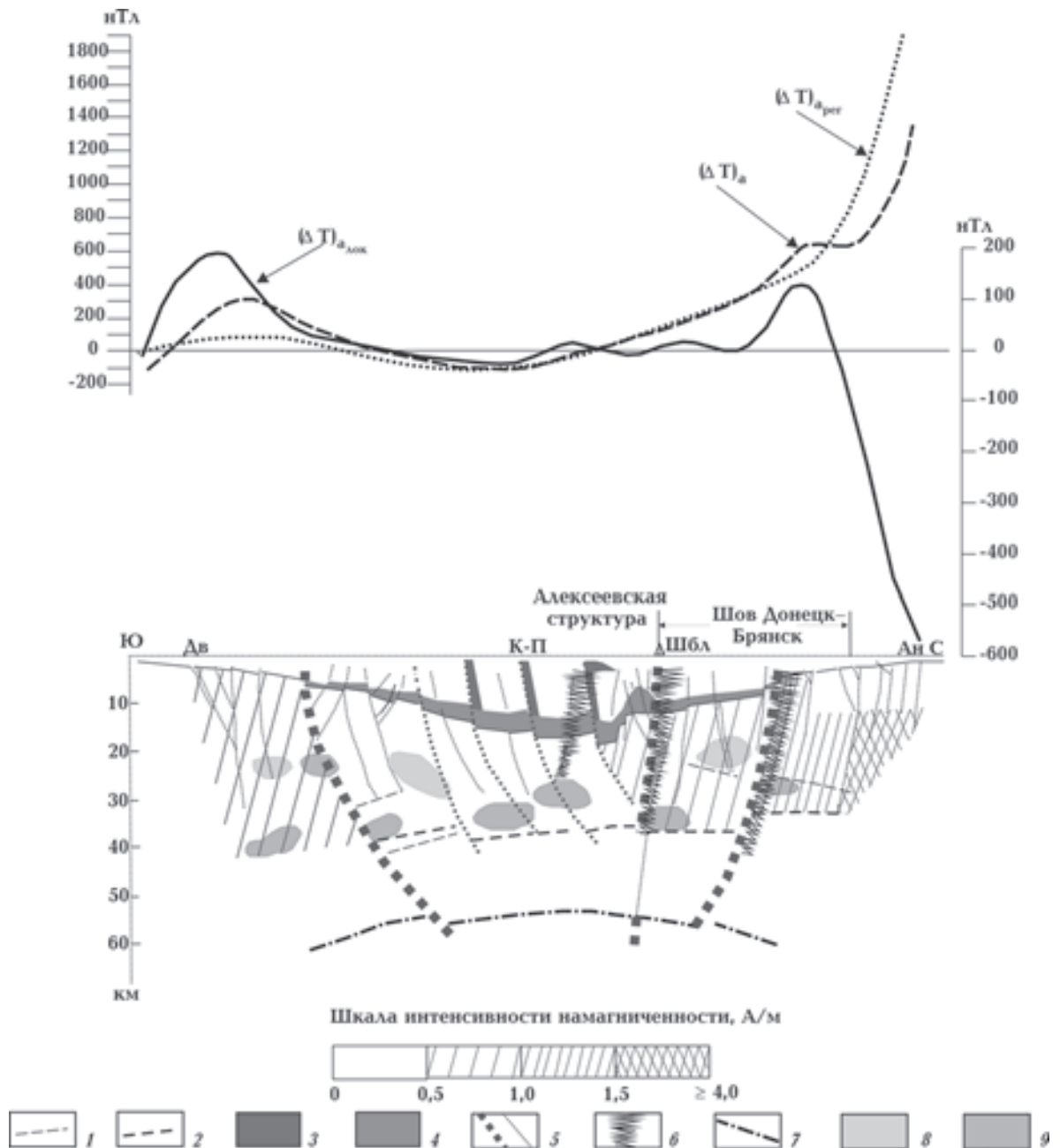


Рис.6. Магнитная модель земной коры вдоль профиля "Эталонный Шебелинский": 1 — кровля кристаллического фундамента; 2 — поверхность раздела М; 3 — соль штоковая девонская; 4 — отложения девона; 5 — разломы разных рангов; 6 — слабомагнитные источники, предположительно связанные с газоподводящими разломами; 7 — граница пониженной вязкости вещества в астеносферном слое; 8, 9 — локальные зоны повышенной (8) и пониженной (9) вязкости кормантийного вещества. Разломы: Дв — Девладовский, К-П — Криворожско-Павловский, Ан — Андрушевский. Шбл — Шебелинская структура.

Степаненко, 1998] о скоростной характеристике консолидированной коры позволяют заключить, что северные прибортовые магнитные тела относятся к континентальному типу коры, так как в ее разрезе (на склоне Воронежского массива также), как и в пределах северной части авлакогена, предположительно

присутствуют «гранитный», «диоритовый» и «базальтовый» слои. В центральной и южной частях авлакогена кора базитового (ультрабазитового) состава немагнитна и она может рассматриваться как новообразованная [Кутас, Пашкевич, 2000; Орлюк та ін., 2008]. При этом некоторая часть намагниченности пород коры

в пределах северного (в большей мере) и южного (в меньшей мере) краевых глубинных разломов ДДа с большой долей вероятности может связываться с новообразованием магнитных минералов в результате прохождения по этим разломам углеводородов [Орлюк, 1999; 2005].

Морфологию магнитных тел определяет разломная тектоника исследуемого района. Тектонические построения, основанные на обобщении геофизических материалов, и результаты магнитного моделирования нашли подтверждение при сравнении их с данными МАСМЭМЭЗ (анализ спонтанной электромагнитной эмиссии Земли) вдоль профиля «Эталонный Шебелинский» (см. рис. 5) [Старостенко и др., 2009]. В первую очередь можно отметить существенное различие в строении коры по обе стороны западного разлома трансрегионального тектонического шва Донецк—Брянск, полностью подтвержденное этими данными. Именно им ограничивается магнитная часть коры северного борта. Подтвержден также крупный Криворожско-Павловский сбросо-сдвиг параллельный шву, Девладовский широтный разлом и др. Специального рассмотрения требует возможность взаимоотношения региональных и локальных магнитных источников с разноранговыми разломами земной коры для выделения разломов как нефтегазоподводящих каналов и обнаружения взаимосвязи с ними нефтегазоносных областей и конкретных месторождений.

Так, Шебелинская группа газовых месторождений, с одной стороны, демонстрирует связь с разломной тектоникой консолидированной коры, с другой — с магнитными образованиями коры регионального и локального класса и разной глубинности. Месторождения северного борта ДДа (Безлюдовское, Коробочкинское, Борисовское и др.) расположены полосой, параллельной краевому разлому над «прибортовыми» глубинными магнитными блоками и в пределах слабоинтенсивных локальных аномалий (см. рис. 2, 3). А. Е. Лукин рассматривает зону сочленения Воронежского массива с ДДа и Донбассом как крупную зону нефтегазоаккумуляции с нефтегазоносными коллекторами в кристаллическом основании гипогенно-метасоматической природы (месторождения «Юльевское», «Гашиновское», «Евгеньевское» и др.). В пользу неорганического происхождения углеводородов в этой зоне свидетельствует «зараженность» коллекторов нефти и газа дисперсными самородно-металлическими частицами «трассерами» су-

перглубинных флюидов» [Лукин, 2009, с. 90].

Месторождения в авлакогене (Котляревское, Ефремовское, Мелиховское, Беспаловское и др.) контролируются положительной локальной магнитной аномалией субширотно-северо-восточного простирания с интенсивностью около 50 нТл и все без исключения находятся в узле пересечения серии широтных разломов с литосферным линеamentом Д. Морфология газоносных структур согласуется с широтными разломами, четко трассирующимися в магнитном поле, что подтверждает их возможную классификацию, как газоподводящих каналов.

Газоносность земной коры исследуемого региона, несомненно, свидетельствует о прямой или опосредованной связи с ее намагнитченностью. Разработанные теоретические магнитные модели локальных нефтегазоносных структур, а также экспериментально изученные величины намагнитченности осадочных образований, по крайней мере, не противоречат взаимосвязи источников локальных магнитных аномалий с путями прохождения (или накопления) углеводородов, приводящих к изменению магнитных свойств среды, что подтверждено также рядом иностранных исследователей [Phan Thi Kim Van, 2003; LeSchak, Van Alstine, 2002 и др.]

Обнаруженные закономерные связи месторождений с разломами и коровыми магнитными образованиями в определенной степени могут служить критерием генезиса углеводородов. В случае неорганического генезиса углеводородов в нефтегазоносных бассейнах и на их плечах должны выделяться магнитные источники в глубинных частях коры и с большой вероятностью в верхней мантии. Их намагнитченность при этом, в соответствии с результатами экспериментальных исследований [Bucha, 1982; Гантимуров, 1995; Орлюк, 1994; 1999; Орлюк, Пашкевич, 1996], обусловлена магнетитом и самородным железом. Возникновение последних связывается с процессом взаимодействия восстановительных флюидов с породами верхней мантии и низов земной коры. [Орлюк, 1994; 2005]. Результаты новейших исследований убедительно показывают возможность образования самородных металлов по такому механизму в залежах углеводородов [Лукин, 2009].

В случае органического генезиса углеводородов новообразование или преобразование железосодержащих минералов в магнитные разности в местах миграции и накопления

углеводородов происходит в меньшей степени и только в пределах осадочного чехла [Орлюк, 2005]. При этом следует заметить, что источники локальных магнитных аномалий в осадочном чехле, образующиеся на стадии формирования и развития нефтегазоносного бассейна, будут менее интенсивными и, естественно, менее глубинными по сравнению с источниками аномалий в случае неорганического генезиса углеводородов. В первом случае они будут располагаться только в пределах осадочного чехла, а во втором — во всем разрезе коры, включая осадочную часть.

На основе полученных результатов можно предположить разный генезис газовых месторождений Шебелинского района. В частности, северная группа месторождений, контролируемая глубинными прибортовыми магнитными телами, с большой степенью вероятности может иметь неорганический генезис (что хорошо согласуется с результатами работы [Лукин, 2009]), тогда как месторождения центральной части авлакогена, расположенные в пределах локальной магнитной аномалии на отрицательном региональном фоне, скорее всего, органического происхождения. При этом обратим внимание, что литосферный линеймент D_1 , секущий эту группу месторождений и часть месторождений северного борта, равно как и краевая часть глубинного намагниченного тела консолидированной коры, могут быть критериями частичной «подпитки» их углеводородами глубинного происхождения.

Уникальность размеров и запасов Шебелинского месторождения, на наш взгляд, заключается именно в таком «комбинированном» происхождении газа, обусловленном принадлежностью месторождения одновременно к краевой части глубинного магнитного источника, локальной магнитной аномалии и узлу пересечения трансрегионального шва Донецк—Брянск с широтной зоной разлома. Возможность такого смешанного происхождения газа обсуждается в ряде публикаций, в частности, в работе [Igarai, 2001] описано установленное в главных газовых полях Японии биогенное, термогенное и смешанное происхождение газа (биогенный газ на этих полях составляет от 3 до 55 %).

Таким образом, к нефтегазоподводящим разломам можно отнести краевую разлом ДД_а, систему сквозных широтных разломов, литосферный линеймент D_1 и трансрегиональный тектонический шов Донецк—Брянск.

Заключение. На основании обобщения выполненных ранее работ, а также собственных

исследований показано, что расположение газовых месторождений и газоносных структур контролируется расположением региональных и локальных источников магнитного поля (ΔT)_а, а также разломной тектоникой консолидированной коры района исследований. Этот главный вывод работы обосновывается рядом теоретических и экспериментальных разработок и совместным анализом аномального магнитного поля, региональной магнитной модели, теоретических моделей нефтегазоносных структур, системы разломов и нефтегазоносности земной коры Шебелинской группы месторождений и смежных территорий. Конкретные результаты сводятся к следующему.

- Выполнено разделение аномального магнитного поля (ΔT)_а на региональную (ΔT)_{арег} и локальную (ΔT)_{алок} компоненты. В региональном поле четко прослеживается северо-западное и субширотное простирание аномалий интенсивностью от – 200 до +400 нТл. Локальные аномалии северо-западного, северо-восточного и субширотного простираний в пределах авлакогена имеют интенсивность от –50 до 100 нТл.
- Глубинный магнитный источник консолидированной части коры с намагниченностью 0,5—1,5 А/м приурочен к зоне сочленения ДД_а и Воронежского массива таким образом, что краевой разлом проходит примерно по его середине. В районе западного ограничения шва Донецк—Брянск простирание источника изменяется от северо-западного на субширотное. В целом земная кора центральной и южной частей авлакогена практически немагнитна. Локальные источники тяготеют к разломным структурам, располагаются в пределах верхней части гранитного и низов осадочного слоя и обладают намагниченностью 0,05—0,2 А/м.
- Главной особенностью разрывной тектоники зоны сочленения ДД_а и Донбасса является наличие разломов глубинного происхождения северо-западного направления, формирующие систему краевых разломов ДД_а, северо-северо-западного — системы трансрегионального тектонического шва Донецк—Брянск, северо-восточного, относящихся к серии поперечных разломов ДД_а и субпараллельных литосферному линейменту D_1 , а также зонам широтных разломов, являющихся составной частью системы сквозных раз-

ломов. Разломы консолидированной коры унаследованы нарушениями осадочного чехла.

- Газоносность района исследований контролируется глубинными магнитными источниками или зонами их сочленения с немагнитными блоками земной коры в сочетании с глубинными разломами и линеаментами. Газовые месторождения в большинстве случаев приурочены к локальным положительным аномалиям магнитного поля интенсивностью 10—100 нТл и соответственно контролируются локальными источниками.
- Рассчитанные теоретические магнитные модели нефтегазоносных структур показали, что интенсивность аномалий от них

может достигать первых единиц — первых десятков нанотесла, т. е. сопоставима с интенсивностью локальной компоненты магнитного поля в районе Шебелинской группы месторождений.

- Установленная связь месторождений с глубинными краевыми разломами, литосферным швом Донецк—Брянск, линеamentом Д и коровыми магнитными образованиями разной глубинности позволяет предположить разный генезис газовых месторождений Шебелинского района: северной группы — неорганический, центральной части авлакогена, скорее всего, — органический, а уникальное Шебелинское — «комбинированной» природы.

Список литературы

- Березкин В. М., Лоцаков А. М., Николаев М. И.* Применение магниторазведки для поисков месторождений нефти и газа // Прикладная геофизика. — 1982. — Вып. 103. — С. 127—136.
- Галушкин Ю. И., Кутас Р. И.* Днепровско-Донецкий палеорифт: эволюция теплового режима и нефтегазоносность // Геофиз. журн. — 1995. — **17**, № 3. — С. 13—24.
- Гантимуров А. А.* Флюидный режим железокремниевых систем. — Новосибирск: СО АН СССР, 1982. — 106 с.
- Гершанок Л. А.* О методике магнитных наблюдений при исследованиях на нефть и газ // Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. — Пермь, 1982. — С. 100—104.
- Гладченко Ю. А.* Изучение Шебелинской структуры сейсморазведкой // Вестник НГУ. — 2007. — № 11. — С. 36—42.
- Граг М., Гринь Д., Гутерх А., Келлер Р., Ланг Р., Лингси С., Лысынчук Д., Лысынчук Е., Омельченко В., Старостенко В., Стифенсон Р., Стовба С., Тибо Г., Толкунов А., Яник Т.* DOBRE-99: структура земной коры Донбасса вдоль профиля Мариуполь—Беловодск // Физика Земли. — 2003. — № 6. — С. 33—43.
- Ильченко Т. В., Степаненко В. И.* Скоростная модель земной коры и верхней мантии Донбасса и ее геологическая интерпретация // Геофиз. журн. — 1998. — **20**, № 2. — С. 95—105.
- Костенко Д. Т., Воевода Б. И., Иванов Л. А.* Эпигенез и магнитная восприимчивость угленосных отложений Донбасса // Тр. ДонНТУ. Сер. Горно-геологическая. — 2005. — Вып. 96. — С. 113—119.
- Кравченко С. Н., Орлюк М. И., Русаков О. М.* Новый подход к интерпретации региональной Западно-Черноморской магнитной аномалии // Геофиз. журн. — 2003. — **25**, № 2. — С. 135—145.
- Крутиховская З. А., Пашкевич И. К., Силина И. М.* Магнитная модель и структура земной коры Украинского щита. — Киев: Наук. думка, 1982. — 216 с.
- Кутас Р. И., Пашкевич И. К.* Геотермическая и магнитная модели земной коры Донбасса (Тектонический анализ совместно с данными ГСЗ) // Геофиз. журн. — 2000. — **22**, № 4. — С. 21—36.
- Литосфера Центральной и Восточной Европы. Геотраверсы III, VII, IX.* — Киев: Наук. думка, 1993. — С. 46—49.
- Лукин А. Е.* Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов — трассеры суперглубинных флюидов // Геофиз. журн. — 2009. — **31**, № 2. — С. 61—92.
- Справочник геофизика. Магниторазведка/Под ред. В. Е. Никитского, Ю. С. Глебовского.* — Москва: Недра, 1987. — 470 с.
- Максимчук В. Ю., Орлюк М. И.* Применение магниторазведки при поисках месторождений нефти и газа // Матер. 8-й Междунар. науч.-практ. конф. «Нефть и газ Украины-2004». — Киев, 2004. — С. 336—338.
- Нечаева Т. С., Шимкив Л. М., Горкавко В. М.* Карта аномального магнитного поля (ΔT)_a Украины м-ба 1:1 000 000. — Киев, 2002. — 1 л.
- Орлюк М. И.* Магнитная модель земной коры юго-

- запада Восточно-Европейской платформы: Афтореф. дис... д-ра геол. наук. — Киев, 1999. — 32 с.
- Орлюк М. И. Магнитная неоднородность земной коры в нефтегазоносных бассейнах в свете неорганического и органического происхождения углеводородов // Геодинамика, сейсмичность и нефтегазоносность Черноморско-Каспийского региона: Тез. докл. на VI Междунар. конф. «Крым-2005». — Симферополь, 2005. — С. 124—126.
- Орлюк М. И. Магнитные модели типичных нефтегазоносных структур // Нефтяная и газовая промышленность. — 1997. — № 2. — С. 9—11.
- Орлюк М. И. Нефтегазоносность земной коры Украины в связи с ее намагниченностью // Нефтяная и газовая промышленность. — 1994. — № 3. — С. 16—19.
- Орлюк М. И., Друкаренко В. В. Магнитная восприимчивость пород северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины // Геофиз. журн. — 2010. — 32, № 1. — С. 78—92.
- Орлюк М. І., Кравченко С. М., Єнтін В. А. Магнітна характеристика порід осадового чохла Центральної депресії Дніпровсько-Донецького авлакогена // Нафта і газ України: Зб. наук. пр. Матер. 6-ї міжнар. наук.-практ. конф. — Івано-Франківськ, 2000. — 1. — С. 303.
- Орлюк М. И., Пашкевич И. К. Некоторые аспекты взаимосвязи нефтегазоносности земной коры Украины с ее намагниченностью // Геофиз. журн. — 1996. — 18, № 1. — С. 45—51.
- Орлюк М. И., Пашкевич И. К. Оценка намагниченности консолидированной коры Днепровско-Донецкого авлакогена // Доп. АН України. — 1994. — № 5. — С. 125—128.
- Орлюк М. И., Пашкевич И. К., Красовский С. С., Коловская В. А. Глубинные геофизические критерии нефтегазоносности земной коры Днепровско-Донецкой впадины // Нефть и газ Украины: Сб. науч. тр. — 1998. — 1. — С. 224—225.
- Орлюк М. І., Пашкевич І. К., Єлисеєва С. В., Лебідь Т. В. Геодинаміка земної кори вздовж геотрансектів DOBRE-I та DOBRE-II (за результатами геомагнітних досліджень) // Геофізичні технології прогнозування та моніторингу геологічного середовища: Матер. наук. конф. (6—10 жовт. 2008, Львів). — Львів, 2008. — С. 27—29.
- Пашкевич И. К., Марковский В. С., Орлюк М. И., Елисеєва С. В., Мозговая А. П., Таращан С. А. Магнитная модель литосферы Европы / Под ред. Г. И. Каратаева. — Киев: Наук. думка, 1990. — 168 с.
- Пашкевич И. К., Орлюк М. И., Елисеєва С. В. Региональные магнитные аномалии: решение фундаментальных и прикладных задач // Геофиз. журн. — 1996. — 18, № 6. — С. 3—17.
- Рябухин Г. Е., Байбакова Г. А. Формирование и нефтегазоносность осадочных бассейнов в связи с рифтогенезом // Нефтяная геология. — 1994. — № 5. — С. 17—23.
- Слепак З. М. Гравитационное моделирование гетерогенных структур при поисках нефти и газа: Афтореф. дис... д-ра геол.-мин. наук. — Киев, 1985. — 35 с.
- Соколов Б. А. Нефтегазоносность больших глубин в свете эволюционно-динамической концепции нефтегазоносности // Условия нефтеобразования на больших глубинах. — Москва: Наука, 1988. — С. 1—14.
- Солмогуб В. Б. Литосфера Украины / Под ред. А. В. Чекунова. — Киев: Наук. думка, 1986. — 183 с.
- Старостенко В. И., Лукин А. Е., Коболев В. П., Русаков О. М., Орлюк М. И., Шуман В. Н., Омельченко В. Д., Пашкевич И. К., Толкунов А. П., Богданов Ю. А., Буркинський І. Б., Лойко Н. П., Феготова И. Н., Захаров И. Г., Черняков А. М., Куприенко П. Я., Макаренко И. Б., Легостаева О. В., Лебедь Т. В., Савченко А. С. Модель глубинного строения Донецкого складчатого сооружения и прилегающих структур по данным региональных геофизических наблюдений // Геофиз. журн. — 2009. — 31, № 4. — С. 44—68.
- Схема глубинного строения литосферы юго-западной части Восточно-Европейской платформы, масштаб 1:1 000 000/ Ред. А. В. Чекунов. — Киев: Госкомгеологии Украины, 1992. — 6 л.
- Bogdanova S. V., Starostenko V. I., Pashkevich I. K., Kuprienko P. Ya., Kutas R. I., Makarenko I. B., Tsvetkova T. A. Long-lived E-W fault zones in the lithosphere of Western Sarmatia // Geoph. Res. Abstr., 13—18 Apr., 2008. Vienna, Austria, 2008. — 10. — CD-ROM.
- Bucha V. Geomagnetism of the external flisch czechoslovakian Carpatians and the possible causes of anomalies Geophysical Manifestations // Stud. geophys. et geod. — 1984. — 24. — P. 227—251.
- Donovan T. J., Forgey R. L., Roberts A. A. Aeromagnetic detection of diagenetic magnetite over oil fields // AAPG Bull. — 1979. — 6, № 2. — P. 32—54.
- Igari Sh. Organic geochemical study of natural gases from major gas fields in Japan // Bull. Geolog. Surv. Japan. — 2001. — 52(10). — P. 445—469; 52(11). — P. 67—156.
- LeSchak L. A., Van Alstine D. R. High-resolution ground-

magnetic (HRGM) and radiometric surveys for hydrocarbon exploration: Six case histories in Western Canada, in Surface exploration case histories: Applications of geochemistry, magnetics, and remote sensing, D. Schumacher and I. A. LeSchack, eds. // AAPG Studies in Geology. — 2002. — № 48 and SEG Geophysical References Series.

Phan Thi Kim Van. Magnetic data processing for the purpose of hydrocarbon exploration//http://www.idm.gov.vn/nguon_luc/Xuat_ban/2003/22/t70.htm

Schumacher D. Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments. Hydrocarbon migration and its near-surface expression//AAPG Memoir. 1996. — **66**. — P. 71—89.