

Мегатруба дегазации Азовского моря: анализ результатов 3D магнитного моделирования в комплексе с геолого-геофизическими данными

И. К. Пашкевич, Т. В. Лебедь, 2019

Институт геофизики им. С. И. Субботина НАН Украины, Киев, Украина
Поступила 14 октября 2019 г.

Для класифікації наглибинного мантійного флюїду, що охоплює всю акваторію Азовського моря, Керченський півострів і північну частину північно-східного шельфу Чорного моря, як труби дегазації вперше використано відомі ознаки. В консолідованій земній корі вони включають кільцеву структуру в його центрі, виділену за магнітними даними, вузли перетину зон розломів, розподіл зобурювальних магнітних об'єктів, наявність хвилеводу, особливості теплового потоку і неотектонічної активності розломів блоків, кільцевих структур різних рангів, положення нафтових і газових родовищ, а в літосферній мантії — зони низьких швидкостей. Труба дегазації є кризьформаційною флюїдопідвідною системою пульсуючої дегазації. Неоднорідна будова земної кори в межах мегатруби зумовлена неодноразовим різновіковим надходженням флюїдів, що привело до формування складної системи флюїдизації, що складається з ендегенних кільцевих структур — вогнищ вертикальної міграції флюїдів. Нерівномірність розподілу елементів цієї системи можна пояснити багатоканальним висхідним проривом флюїду в пульсуючому режимі, вихровою міграцією флюїдів і зміною «холодної» і «гарячої» гілок дегазації. Проявом «гарячої» дегазації є інтенсивно намагнічені джерела магнітних аномалій у південній частині структури, що зумовлено магматичними утвореннями; продуктами «холодної» — відносно слабomagнітні джерела на півночі в зоні пониженої щільності всього розрізу земної кори, де зосереджені газові родовища. На підставі встановленого в багатьох регіонах світу сучасного підживлення родовищ вуглеводнів, що експлуатуються мантійними флюїдами, отримані результати можуть бути основою нової моделі прогнозу і оцінювання вуглеводневого потенціалу, а також оптимізації геологорозвідувальних робіт в Азово-Березанській та Індоло-Кубанській газоносних областях.

Ключові слова: 3D магнітна модель, труба дегазації, наглибинний флюїд, неотектонічна активізація, нафтогазоносність.

Введение. В рамках современных представлений о неорганическом генезисе углеводорода и «подпитки» месторождений органического происхождения в осадочном чехле сверхглубинными флюидами [Лукин, 2004; Шестопалов и др., 2018] актуальным является установление связи нефтегазоносности Азово-Черноморского региона с глубинным строением земной коры и мантии путем анализа результатов комплексного геолого-геофизического изучения кольцевых структур разного

масштаба как перспективных «труб дегазации». Впервые этот термин предложен П. Н. Кропоткиным как субвертикальной зоны высоконапорных термально восстановленных флюидов и проявления следов их миграции в виде углеводородных залежей, битумо- и газопроявлений [Кропоткин, 1986]. По современным представлениям, труба дегазации обозначает «столбообразную субвертикальную зону повышенной проницаемости земной коры с признаками неоднократного, разнов-

зрастного (вплоть до современного) внедрения глубинных флюидов» [Шестопапов и др., 2018, с. 71].

«Холодная» (невулканическая) дегазация осуществляется через подводящие каналы — глубинные разломы и кольцевые структуры (трубы дегазации) разных размеров (от первых до десятков километров). Микроструктурами проявления поступления газов служат сложные долгоживущие системы западина/подзападинный канал в большинстве случаев глубинного заложения. На морском дне выявлены структуры, родственные западинам на суше. Начальной стадией формирования этой системы являются глубинные разломы (в том числе древние с развитыми в них бластомилонитами и другими тектонитами) с высоким газовым потенциалом (линейный канал дегазации) и зоны разуплотнения. Трещинная система под влиянием активизации пульсирующей дегазации преобразуется в округлые, эллипсоидные или кольцевые прорывные каналы — трубы дегазации. Внутри трубы в зависимости от *PT*-условий, состава газа и окружающих пород могут происходить различные преобразования, обуславливающие многообразие типов труб: от полых со цементированными стенками до каменных столбов. Известны палеотрубы разного возраста.

«Горячая» дегазация характеризуется вулканической активностью (вулканы и супервулканы). Отдельные очаги магмообразования «продуцируют интенсивное образование многостадийных восходящих гидротермальных шлейфов вплоть до верхней коры» [Шестопапов и др., 2018, с. 290]. Особую роль при этом играет водород, входящий в состав флюида как «основной фактор магмообразования» и как самый эффективный переносчик тепла из глубин на поверхность. Достигая глубин, где *PT*-условия делают возможным реакции с кислородом, водород выделяет дополнительное тепло, которое может расходоваться для образования магм. Он также рассматривается как основной восстанавливающий агент.

Как правило, главными признаками

проявления глубинной дегазации в общем виде рассматриваются следующие данные: тепловые аномалии, волноводы или зоны низких скоростей, зоны повышенной электропроводности, гравитационные минимумы, связанные с разуплотнением пород, изменение магнитного поля на сейсмоактивных участках [Кушнір, Ширков, 2013; Старостенко та ін., 2015; Корчин, Русаков, 2019]. На наш взгляд, одним из признаков проявления структур дегазации наряду с перечисленными выше могут служить источники магнитных аномалий разных глубинности и генезиса. С точки зрения их связи с глубинной дегазацией они могут фиксировать остывшие магматические очаги, сформировавшиеся в трубах горячей дегазации, впрочем, как и любые магматические тела основного состава. При холодной дегазации могут возникать «нетрадиционные» магнитные источники, связанные с ферромагнитными минералами в виде магнетита, гематита, пирротина, в том числе самородного железа, образованными при прохождении окисленных и восстановленных флюидов [Schumacher, 1996].

Опыт выделения углеводородного сквозьформационного флюидоподводящего канала на северо-западном шельфе Черного моря с использованием трехмерного магнитного и гравитационного моделирования на основе схемы разломной тектоники консолидированной коры [Старостенко та ін., 2015] показал информативность такого комплексного подхода к картированию одного из типов труб дегазации, когда поток газов исходит из центра структуры. Классификация структуры как трубы дегазации подтверждается приуроченностью к ее центру известных газовых и газоконденсатных месторождений (Архангельское, Штормовое, Крымское). Она находится в узле пересечения глубинных разломов и сопровождается полукольцевой аномалией теплового потока в южной части. Дальнейшие исследования подтвердили перспективность данной структуры, обосновав «новый термобарический механизм формирования слоев высокой проницаемости горных пород в кристалличе-

ской коре, образующих промежуточный резервуар скопления глубинных углеводородов» [Корчин, Русаков, 2019, с. 108]. Поэтому комплексное «картирование труб дегазации различного порядка в пределах перспективного нефтегазоносного региона должно резко повысить эффективность геологоразведочных работ» [Шестопапов и др., 2018, с. 190]. Конкретизируя эту идею, авторами настоящей статьи было выполнено трехмерное магнитное моделирование в регионе Азовского моря и интерпретация полученной магнитной модели с привлечением широкого комплекса геофизических данных с точки зрения связи источников магнитных аномалий с проявлением глубинной дегазации.

Строение земной коры региона. Тектоническое районирование земной коры Азово-Черноморского региона обсуждается с разных тектонических позиций, начиная с пятидесятих годов прошлого столетия. По мере накопления геологических и геофизических данных изменялись представления об истории формирования и развития региона. Однако до настоящего времени остаются невыясненными многие основополагающие аспекты. Так, не утихают длительные дискуссии о положении и природе границ Восточно-Европейской платформы (ВЕП) и Скифской плиты, возрасте кристаллического фундамента последней, природе и механизме формирования Индоло-Кубанского прогиба и т. д. [Соллогуб, 1986; Юдин, 2001; Гожик та ін., 2006; Khriachtchevskaia et al., 2010; Starostenko et al., 2017]. Поскольку наши исследования не претендуют на решение перечисленных задач, принято районирование, предложенное в работе [Герасимов та ін., 2005].

На основе анализа магнитного поля, гравитационного моделирования и результатов, изложенных в работе [Пашкевич и др., 2018], в дополнение к районированию осадочного чехла выделена Переходная зона от ВЕП к Скифской плите. Эта зона характеризует сложное строение кристаллической коры под Северо-Азовским прогибом к северу от Главного Азовского надвига. Ее

существование подтверждается наличием зоны смены скоростной характеристики подкоревой мантии, аномальным прогибом кровли астеносферы по комплексу геофизических данных [Пашкевич и др., 2018, рис. 8, с. 115].

Северо-Азовский прогиб сложен меловыми и палеогеновыми осадками мощностью до 4 км, под которыми залегают кристаллические и метаморфические породы протерозойского возраста [Гожик та ін., 2006]. Поверхность кристаллической коры постепенно погружается в южном направлении до глубины 8 км [Starostenko et al., 2017]. Подошва земной коры в районе исследований плавно поднимается с юга к Северо-Азовскому прогибу с 47 до 40 км [Захаров и др., 2014; Starostenko et al., 2017].

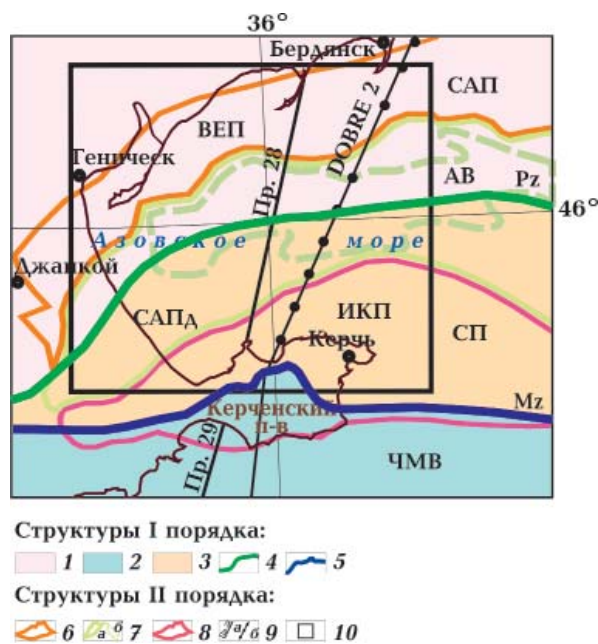


Рис. 1. Схема тектонического районирования Азовского моря и прилегающих областей [Герасимов та ін., 2005]: 1—5 — структуры I порядка (1 — Восточно-Европейская платформа, 2 — Черноморская мегавпадина (ЧМВ), 3 — Скифская плита (СП), 4 — Дунайско-Терская позднепалеозойская сутура (Pz), 5 — Крымско-Кавказская мезозойская сутура (Mz)), 6—8 — структуры II порядка (6 — Северо-Азовский прогиб (САП), 7 — Среднеазовское поднятие (САПд) (а) и Азовский вал (АВ) в его пределах (б), 8 — Индоло-Кубанский рифтогенный прогиб (ИКП)), 9 — профили ГСЗ (а), геотрансект DOBRE 2 с пунктами взрыва (б), 10 — участок исследований.

Азовский вал является частью Северо-Азовского поднятия, образованного широтно вытянутым поднятием фундамента, надвинутого по Главному Азовскому надвигу на южный борт Северо-Азовского

прогиба мел-палеогенового возраста [Воскресенский и др., 2009]. В основании вала вскрыты сложодислоцированные песчано-глинистые и расланцованные глинистые отложения верхнепалеозойско-нижне-

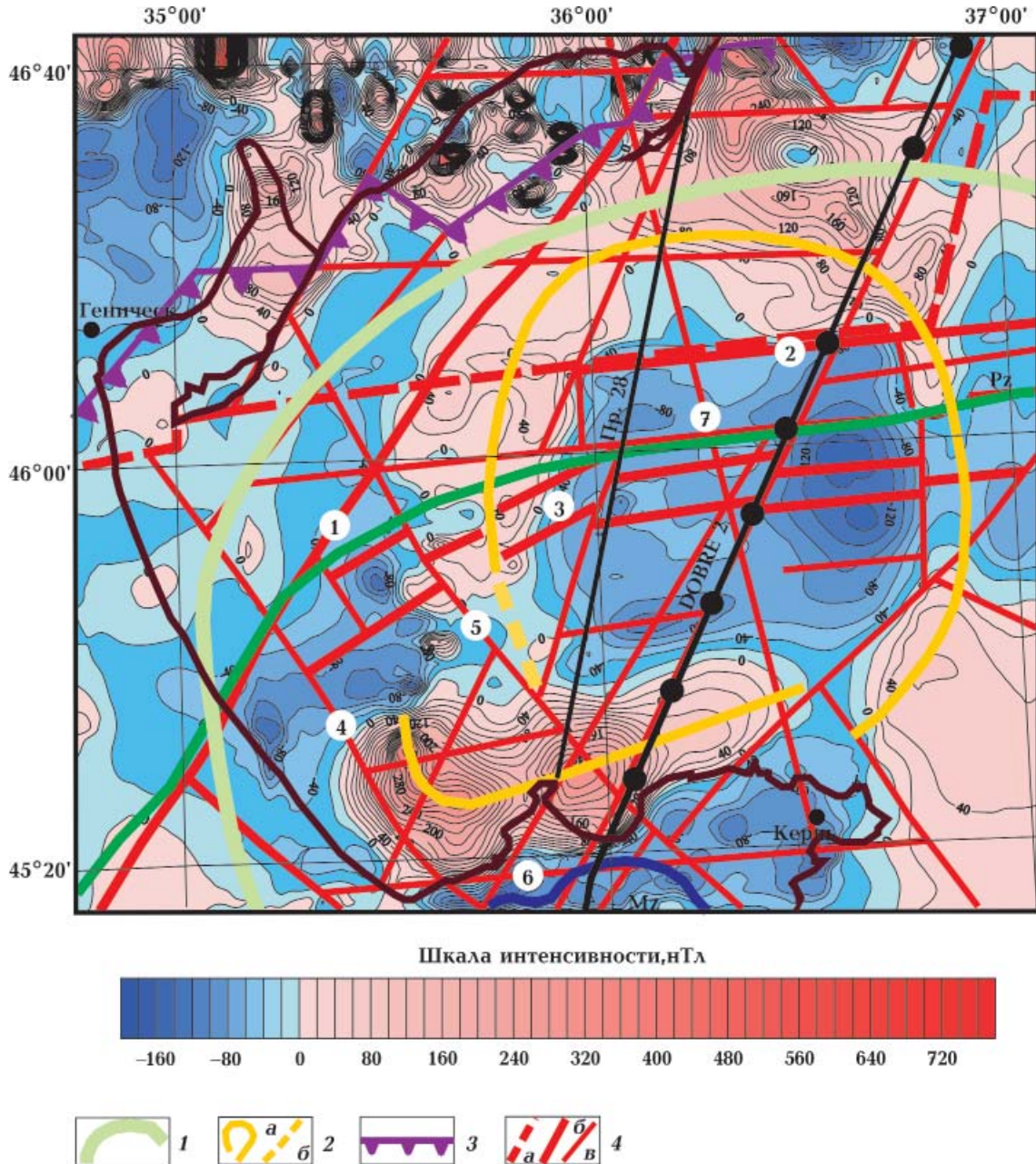


Рис. 2. Остаточные аномалии магнитного поля (ΔT)_a: 1 — граница мантийного флюида по [Цветкова и др., 2017]; 2 — кольцевидная структура по магнитным данным (а), предполагаемая (б); 3 — граница Восточно-Европейской платформы, по [Пашкевич и др., 2018]; 4 — граница переходной зоны (а), разломы консолидированной коры I ранга (б) и прочие (в). Цифры в кружках — разломы: 1 — Корсак-Феодосийский, 2 — Главный Азовский надвиг, 3 — Тимашевский, 4 — Арабатский линеймент, по [Верховцев та ин., 2013], 5 — Горностаевский, по [Плахотный, Чир, 1973], 6 — Южно-Крымская зона, 7 — Керченско-Бердянский. Другие условные обозначения см. на рис. 1.

мезозойского возраста. Он асимметричен: его северное крыло крутое и короткое, а южное незаметно переходит в Томашевскую ступень Индоло-Кубанского прогиба. Вал является единственным тектоническим элементом Азовского моря, где отдельными скважинами (Электроразведочной-1, Жовтневой-245 и Бейсугской-201) на глубине 668—1631 м вскрыты, по мнению авторов [Улановская и др., 2011], породы

архей-протерозойского возраста. Согласно работам [Юдин, 2001; Воскресенский и др., 2009], Азовский вал представляет собой крупную пластину пород докембрийского фундамента, надвинутую по Главному Азовскому надвигу на южную погруженную часть ВЕП, где вскрытые породы могут связываться с серией таких пластин.

Индоло-Кубанский прогиб субширотного дугообразного простираения образо-

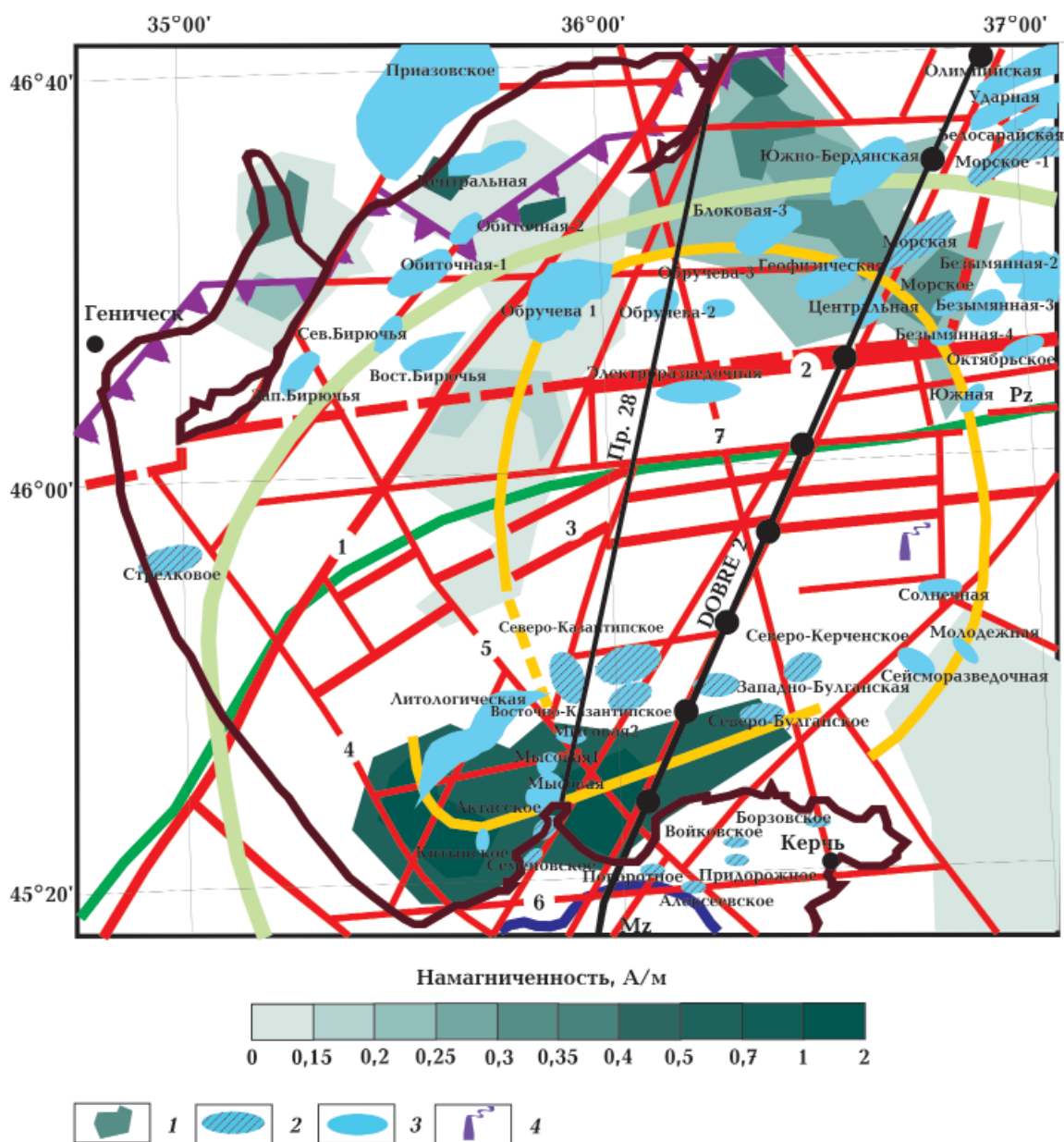


Рис. 3. 3D магнитная модель консолидированной коры: 1 — проекции магнитных источников на земную поверхность; 2 — нефтяные, газовые, нефтегазовые месторождения, открытые и в разработке, по [Гожик та ин., 2006; Есипович и др., 2010], 3 — выявленные и перспективные структуры, рекомендованные для поискового бурения, 4 — газовый факел, по [Пасынков и др., 2009]. Другие условные обозначения см. на рис. 1, 2.

ван в олигоцен-миоценовое время и состоит из внешней и внутренней частей на юрском основании [Воскресенский и др., 2009]. Прогиб асимметричен: северный платформенный борт имеет уклон от 1° в кровле и до 4° в подошве майкопских отложений. Относительно его природы мнения исследователей расходятся: одни считают его северным краевым прогибом главной Крымско-Кавказской инверсионной зоны [Sydorenko et al., 2017], другие — рифтогенным [Герасимов та ін., 2005; Гожик та ін.,

2006; Кутас, 2010]. Кристаллический фундамент зафиксирован на глубине 8—15 км со скоростями распространения сейсмических волн 5,8—6,0 км/с, типичными для «гранитного» слоя [Хортов, Непрочнов, 2006; Starostenko et al., 2017]. Максимальная глубина до границы Мохо около 50 км [Захаров и др., 2014].

Исходные материалы. Аномальное магнитное поле. Базовой информацией для создания 3D модели служила карта аномалий модуля полного вектора магнитного

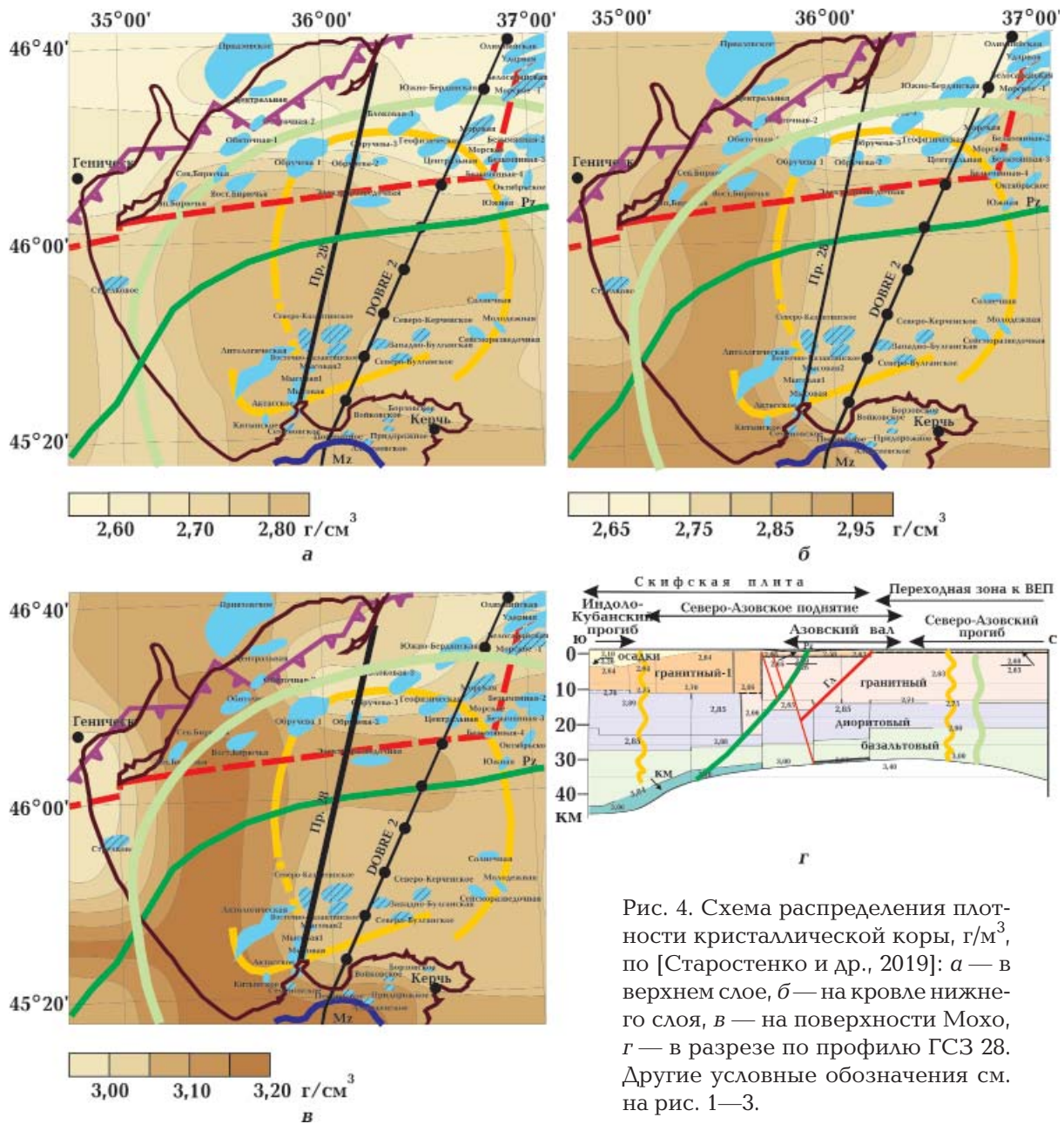


Рис. 4. Схема распределения плотности кристаллической коры, г/см^3 , по [Старостенко и др., 2019]: а — в верхнем слое, б — на кровле нижнего слоя, в — на поверхности Мохо, г — в разрезе по профилю ГСЗ 28. Другие условные обозначения см. на рис. 1—3.

поля (ΔT)_a масштаба 1:1000000 с сечением изолиний 20 нТл [Нечаева та ін., 2002, 2003] и карта масштаба 1:500000 с сечением изолиний 10 нТл [Орлюк, 1996]. Поскольку съемки выполнялись в разное время и с разной точностью, была построена сводная карта магнитного поля в цифровом формате. В связи с большой дифференциацией поля для изучения региональных закономерностей сводная карта генерализована и выбрано сечение 20 нТл. Как показал анализ поля, в нем присутствует региональный фон, который был учтен путем исключения региональной компоненты, заимствованной из работы [Орлюк, 1996]. Остаточное аномальное магнитное поле района (рис. 2) дифференцировано по интенсивности (от -200 до $+760$ нТл), морфологии и простиранию аномалий в разной степени в разных частях изучаемой площади. Наиболее дифференцированное поле с аномалиями повышенной интенсивности отмечается в северной части района в пределах краевой части ВЕП и Переходной зоны от нее к Скифской плите.

В центральной части площади в пределах Среднеазовского поднятия и Азовского вала наблюдается цепочка из серии отрицательных аномалий северо-восточного и широтного простираний с интенсивностью до -140 нТл. Южнее северная (внутренняя) часть Индоло-Кубанского прогиба характеризуется двумя положительными аномалиями интенсивностью $+340$ и $+200$ нТл северо-восточного и северо-западного простирания. К югу над внешней частью прогиба эти аномалии сменяются отрицательной аномалией интенсивностью до -100 нТл.

3D магнитная модель. Остаточные аномалии магнитного поля обусловлены намагниченностью консолидированной коры и осадочного чехла. Интенсивность аномалий, связанных с породами осадочного чехла, составляет первые единицы — первые десятки нТл, а их поперечные размеры — первые километры. Эти аномалии не соизмеримы по интенсивности и размерам с полученными остаточными аномалиями и не являются предметом на-

ших исследований, их выделение требует исходного поля большей детальности.

Как показал опыт работ [Пашкевич и др., 1993; Лебедь, 2008; Орлюк и др., 2009], источники аномалий анализируемого класса с большой вероятностью могут обуславливаться породами всего разреза консолидированной коры с нижним ограничением их подошвой коры, либо глубиной до изотермы Кюри магнетита, минимальная глубина до которой отмечается в Индоло-Кубанском прогибе. В дополнение к предыдущим исследованиям построение магнитной модели региона с использованием остаточных аномалий позволило уточнить полученную ранее 3D магнитную модель.

Методика магнитного моделирования заключалась в подборе магнитных источников геометрическими телами с разной намагниченностью таким образом, чтобы разность между полем остаточных аномалий и рассчитанным от модели была минимальной. При параметризации модели были использованы результаты определения намагниченности пород Украинского щита и Скифской плиты, поскольку такая информация для Азовского моря отсутствует. При расчетах эффектов источников принято направление намагниченности по современному магнитному полю. Прямая задача магниторазведки решалась с помощью компьютерной программы В. Н. Завойского [Завойский, 1978]. Верхним ограничением магнитных тел принята глубина залегания кровли кристаллического фундамента 2—7 км.

3D магнитная модель консолидированной коры представлена на рис. 3 в виде проекций магнитных источников на земную поверхность. Источники аномалий сосредоточены в южной и северной частях Азовского моря, в центральной же его части консолидированная кора практически немагнитна, за исключением двух тел слабой намагниченности. Намагниченность источников варьирует в широких пределах. Наиболее интенсивные источники с намагниченностью до 2,0 А/м относятся к внутренней части Индоло-Кубанского прогиба, на севере они менее магнитны

(от 0,15 до 0,5 А/м). В целом магнитные источники Азовского моря образуют кольцеобразную структуру, нарушенную в южной части.

3D гравитационная модель. Для характеристики глубинного строения земной коры использованы также результаты трехмерного гравитационного моделирования [Старостенко и др., 2019]. Распределение плотности в объеме консолидированной коры Азовского моря (рис. 4) представлено по этим данным на срезах, соответствующих верхней коре (рис. 4, а), кровле нижней коры (рис. 4, б) и разделу Мохо (рис. 4, в), а также плотностным разрезом вдоль профиля ГСЗ-28 (рис. 4, г).

Тепловое поле (рис. 5) практически во всем регионе [Кутас, 2010; Пашкевич и др., 2018] характеризуется повышенным тепловым потоком интенсивностью более 50 мВт/м^2 с несколькими локальными аномалиями. Только к северу от Переходной зоны он становится меньше 50 мВт/м^2 . Локальный максимум более 60 мВт/м^2 отмечается во внутренней части Индоло-Кубанского прогиба и в северо-западной части Азовского вала, минимум интенсивностью до 40 мВт/м^2 — во внешней части прогиба.

Данные сейсмотомографии [Гинтов и др., 2014; Цветкова и др., 2017] использованы для обоснования связи структур земной коры с неоднородностями мантии. Отметим два важных мантийных элемента для комплексного анализа исследуемой территории: «субвертикальные скоростные колонки чередующихся повышенных и пониженных аномалий скорости распространения сейсмических волн» [Цветкова и др., 2017, с. 45] как проявление сверхглубинных флюидов и наклонные слои с аномальными скоростями прохождения сейсмических волн. Согласно последней работе практически всю акваторию Азовского моря охватывает флюид **f10** (см. рис. 5). Скоростная колонка этого флюида выделена в интервале глубин 75—1350 км.

Данные о неотектонике. К анализу приведенных данных привлечены материалы по новейшей активности региона (см.

рис. 5), поскольку в ряде регионов установлена прямая связь глубинной дегазации и распределения месторождений нефти и газа с неотектонически активными линейными зонами, кольцевыми структурами и неоднородностями литосферы [Гожик та ін., 2006; Шестопапов и др., 2018; Муслимов и др., 2019 и др.]. Авторы работы [Верховцев и др., 2013] с использованием набора структурно-геоморфологических методов и дешифрирования аэрокосмических материалов в исследуемом регионе выделили системы линейных зон, неотектонически активные блоки и кольцевые структуры, ранжированные по размерам и глубинам заложения.

Распределение нефтегазовых месторождений и перспективных структур и магнитная модель кристаллической коры. На рис. 3 показаны известные нефтяные и газовые месторождения и перспективные структуры. Они относятся к Азово-Березанской (к Центрально-Азовскому газоносному району и южной части Северо-Азовского перспективного района) и Индоло-Кубанской газоносным областям [Гожик та ін., 2006]. Как видно, большинство их сконцентрировано вблизи магнитных источников. В работах [Орлюк, 1996; Орлюк, Пашкевич, 1996; Лебедь, 2008; Орлюк и др., 2009 и др.] показана связь месторождений углеводородов с магнитными неоднородностями, основанная, с одной стороны, на установленной приуроченности магнитных источников, связанных с основными магматическими породами, к зонам растяжения земной коры, а с другой — на возможности образования вторичных магнитных минералов под влиянием углеводородов. Согласно тектоническому районированию консолидированной коры, которое находит отражение в неоднородности мантии [Пашкевич и др., 2018], в северной части региона подавляющее большинство месторождений, за исключением месторождения Стрелкового, относится к Переходной зоне от ВЕП к Скифской плите.

Результаты комплексного анализа и их обсуждение. Земная кора Азовского моря

характеризуется слабо расчлененным рельефом раздела Мохо, залегающим на глубине 40—47 км с максимальными глубинами под Индоло-Кубанским прогибом, и сложной дифференцированностью по плотности, намагниченности, тепловому потоку и современной активности. Как указывалось, магнитные источники в плане образуют кольцевидную структуру, нарушенную в южной части Узунларско-Горностаевским разломом (см. рис. 3) и «вписанную» в кон-

тур проекции на поверхность Земли сверхглубинного флюида. Природа магнитных источников связывается с магматическими образованиями основного состава разного возраста, частично подтвержденными бурением, и данными гравитационного моделирования (см. рис. 4, г). Так, магнитный источник в Индоло-Кубанском прогибе соответствует уплотнению земной коры на глубинах 10—25 км. Центр структуры находится в узле пересечения крупных

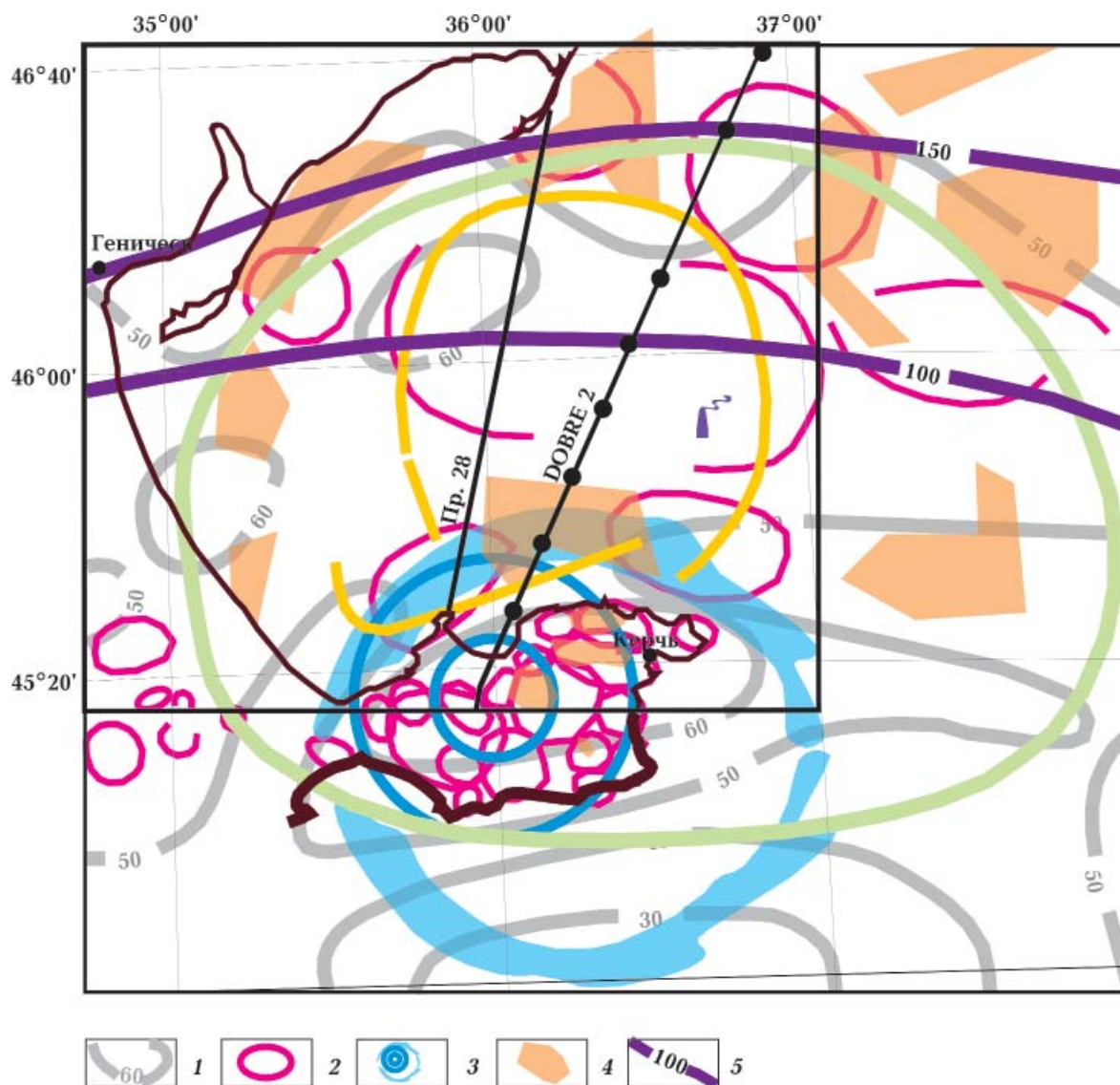


Рис. 5. Кольцевые структуры, в том числе неотектонические, и тепловой поток исследуемой акватории и сопредельных регионов: 1 — изолинии теплового потока, мВт/м², по [Кутас, 2010]; 2 — кольцевые геоструктуры разных рангов и морфотипов, по [Верховцев та ін., 2013]; 3 — эндогенная нефтегазоносная кольцевая структура Керченского поднятия, по [Науменко, Науменко, 2008]; 4 — неотектонически активные блоки (относительного поднятия), по [Верховцев та ін., 2013]; 5 — изоглубины залегания кровли наклонного слоя верхней мантии пониженной скорости V_p , по [Гинтов и др., 2014]. Другие условные обозначения см. на рис. 1—4.

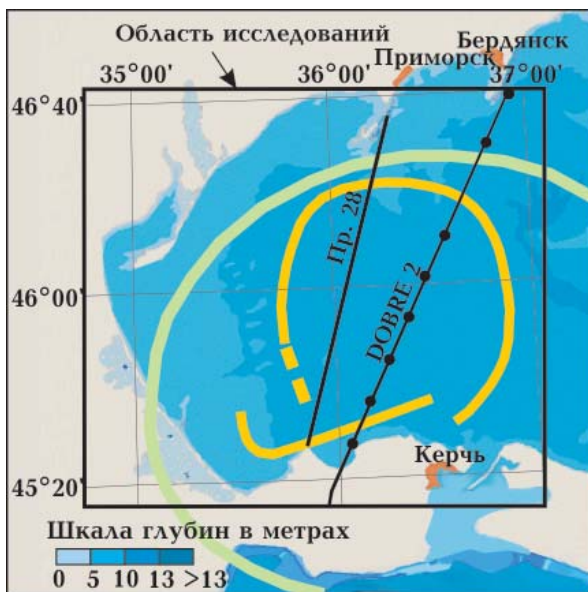
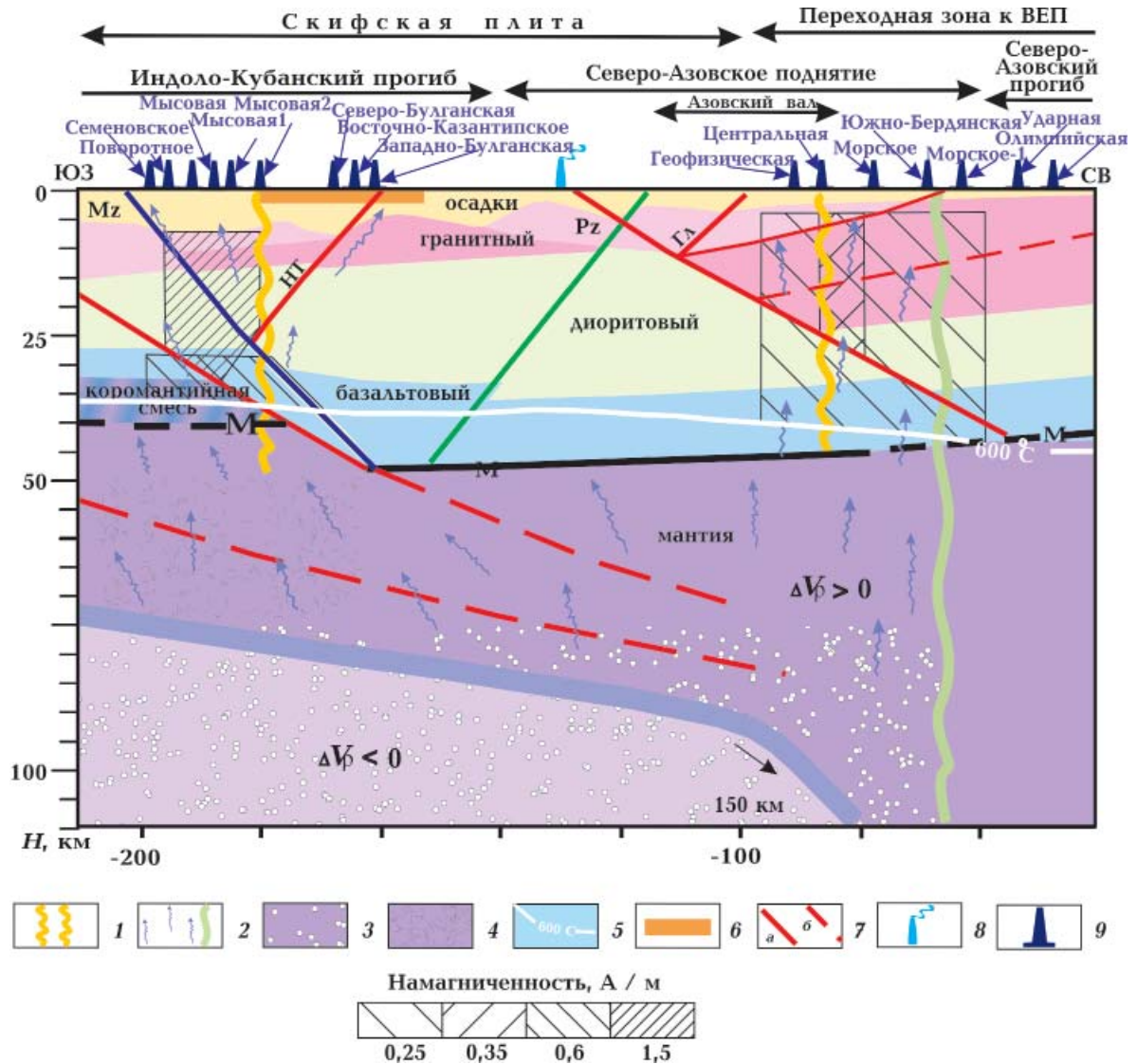


Рис. 6. Разрез литосферы по профилю DOBRE-2: 1 — границы кольцеобразной структуры по магнитным данным; 2 — северная граница мантийного флюида, по [Цветкова и др., 2017]; 3 — сверхглубинный флюид; 4 — источники тепловых аномалий; 5 — изотерма, 600 °C, по [Пашкевич и др., 2018]; 6 — неотектонические блоки, по [Верховцев та ін., 2013]; 7 — разломы консолидированной коры (а), предполагаемые (б); 8 — газовый факел, по [Пасынков и др., 2009], 9 — нефтегазовые месторождения. Другие условные обозначения см. на предыдущих рисунках.

⇐ Рис. 7. Глубина Азовского моря в сопоставлении с положением мантийного флюида и кольцеобразной структуры, выделенной по магнитным данным. Условные обозначения см. на рис. 1—3.

субширотных зон (Палеозойской сутуры, Томашевского разлома и Главного Азовского надвига) с разломами северо-северо-восточного простирания, параллельными Корсак-Феодосийскому разлому, и с Керченско-Бердянским разломом северо-северо-западного простирания.

Консолидированная кора Азовского моря по результатам 3D гравитационного моделирования существенно неоднородна по плотности (см. рис. 4). Распределение плотности на поверхностях разных слоев земной коры характеризует изменение ее в пределах изучаемой структуры. В верхней части коры этой структуры и флюида в целом выделена область повышенной плотности, оконтуренной с севера и юга относительно минимумами. В средней и нижней частях установлено относительное понижение плотности в пределах кольцеобразной структуры, пониженные плотности на севере и аномально высокая плотность к западу от нее, прослеженная в меридиональном направлении в пределах флюида.

В районе Палеозойской сутуры отмечается повышение плотности в широтном направлении в верхнем слое и на разделе Мохо, возможно связанное с широко развитыми здесь надвиговыми структурами. В северной части района исследований на всех уровнях, включая раздел Мохо, фиксируется относительное понижение плотности разной интенсивности, огибающее область с повышенной плотностью и область сверхглубинного флюида. В плотностном разрезе по профилю ГСЗ 28 обнаруживаются блоки пониженной плотности в интервале глубин 12—24 км в районе Палеозойской сутуры и Главного Азовского надвига (рис. 4, г). Такая аномальная плотностная дифференциация по вертикали может объясняться разуплотнением пород в зонах крупных разломов. Сопоставляя плотностные срезы с распределением магнитных источников, обнаруживаем, что на севере площади они приурочены к области пониженных плотностей, на юге — к району относительно понижения плотности в виде пережима зоны высокой плотности.

Выделенная по результатам магнитного моделирования кольцеобразная структура во втором слое и до раздела Мохо характеризуется пониженной плотностью относительно плотности консолидированной коры к западу от этой структуры.

Рассмотрим теперь, какие существуют основания для отнесения выделенной морфоструктуры и флюида **f10** к трубам дегазации. Известно многообразие труб дегазации по проявлению выходов газов в центральной или краевых частях трубы. Если на северо-западном шельфе Черного моря [Старостенко и др., 2015] выделен так называемый, «центральный» тип, который характеризуется наличием магнитных источников, разуплотнением земной коры, узлом пересечения разломов и, главное, наличием нефтегазовых месторождений в центральной части структуры, то здесь магнитные источники и нефтегазовые месторождения расположены в ее северной и южной краевых частях. Заметим, что источники северной части структуры обладают меньшей намагниченностью, чем источники южной, а месторождения газов (Обручева-1, Обручева-2, Обручева-3, Геофизическая, Блоковая-3, Южно-Бердянская, Морская и др.) относятся к разуплотненной коре.

Важными признаками отнесения описываемой структуры к трубам дегазации служат неоднородности современной мантии. К ним относится субвертикальная сейсмическая колонка в виде переслаивания высоко- и низкоскоростных слоев, идентифицированная как сверхглубинный флюид **f10** [Цветкова и др., 2017]. Проекция на земную поверхность его выхода под подошву коры показана на рис. 3, 4. Как видно, выделенная нами структура полностью расположена в пределах данного флюида. Не менее важным основанием является присутствие в верхней мантии слоя пониженной скорости, кровля которого по данным работы [Гинтов и др., 2014] в исследуемой области погружается с 75 на юге до 100 км в районе Палеозойской сутуры и далее на север до 150 км до северной границы флюида **f10** (см. рис. 5,

б) в переходной зоне от Скифской плиты к ВЕП. Флюид **f10** расположен в северной части погружающегося низкоскоростного слоя. Волноводы (или волноводы в сочетании с пониженным электрическим сопротивлением) интерпретируются как фильтрующие системы флюидов [Павленкова, 2006; Дмитриевский, 2010; Валяев, 2013 и др.]. Например, подкоровая мантия непосредственно под Уренгойским газоконденсатным месторождением обладает существенно пониженной скоростью (8,09 км/с по сравнению с окружающими 8,33—8,25 км/с) до глубин 100 км и «подстигается» тремя переслаивающимися волноводами до глубин более 200 км [Дмитриевский, 2010]. В нашем случае присутствие флюида **f10** над слоем пониженной скорости согласуется с этой информацией.

Одним из признаков труб дегазации является повышенный тепловой поток. Рис. 5 иллюстрирует применимость этого признака к описываемой структуре. Область повышенных значений теплового потока (более 50 мВт/м²) с отдельными максимумами интенсивностью более 60 мВт/м «вписывается» в контур сверхглубинного флюида. Под внутренней частью Индоло-Кубанского прогиба выделена подкоровая тепловая аномалия [Пашкевич и др., 2018]. Расчеты температур в верхней мантии приводят к выводу о глубине залегания термической астеносферы региона на глубинах от 135 км на юге до 180 на севере. Оценки глубины залегания подошвы литосферы по другим источникам (метод спонтанной электромагнитной эмиссии Земли и сейсмотомографии [Захаров и др., 2014; Цветкова и др., 2017]) дают расхождения ±10 км.

Эндогенная нефтегазоносная кольцевая структура над Керченским поднятием (см. рис. 5) и его морским окружением на основе общих представлений об абиогенном генезисе нефти и газа рассматривается как вертикальный канал миграции флюидных потоков с активной геодинамикой [Науменко, Науменко, 2008]. Поскольку они являются частью сверхглубинного флюида и частично охватывают внешнюю часть кольцеобразной структу-

ры, выделенной в результате магнитного моделирования, эту идею о трубе дегазации следует признать работоспособной. Кроме того, убедительно показана четкая связь участков, перспективных на нефть или газ, с различными частями кольцевой структуры. Первые размещаются в центральной части интенсивно раздробленной кольцевой структуры, вторые — по ее периферии. В выделенной этими авторами кольцевой структуре установлена зональность. Гипоцентр нафтидообразования ими относится к ее центральной части и к глубинам от 4,84 до 100 км (на таких глубинах предположительно образуются газоконденсатные и нефтегазовые месторождения), к зоне морфоструктурных ансамблей — нефтегазовые и нефтяные месторождения, к внешней зоне (тектонической «ряби») — газовые месторождения. Подчеркнем здесь еще раз, что именно к северным внешним частям кольцеобразной структуры и флюида **f10** относятся газовые месторождения.

В результате структурно-геоморфологического анализа на Керченском полуострове и акватории Азовского моря авторами работы [Верховцев та ін., 2013] выделены активные на современном этапе линеаменты, их зоны, кольцевые структуры и неотектонически активные блоки (см. рис. 5). Кольцевые структуры по размерам в поперечнике разделены на региональные (190×120 км) и локальные, в составе последних выделены три группы: мезоструктуры (30—70 км в поперечнике), министрuctуры (20—30 км), микроструктуры (10—15 км). По такой классификации описанная кольцевая структура может относиться к региональной, внутри которой структуры диаметром 70 и 25 км — соответственно к мезо- и министрuctурам. Авторы оценили глубины «проникновения» (заложения) локальных структур от 1,5 до 35 км, что соответствует собственно консолидированной коре, и региональной — до 65 км, т. е. глубинам подкоровой верхней мантии (см. рис. 5, б.). Среди линеаментов неотектонического этапа, прослеженных по структурно-геоморфологическим и

аэрокосмическим данным, выделены две главные системы — ортогональная и диагональная. В последней доминирует система 50—60°, 320—330°. Отмечается приуроченность перспективных участков на поиски нефти к центральным интенсивно раздробленным и активно поднимающимся частям кольцевых структур, а на поиски газа — к периферии структур. Однако в восточной части Керченского полуострова в пределах неактивных блоков в центральных частях некоторых мезоструктур [Верховцев та ін., 2013] (см. рис. 5) известны газовые месторождения — Придорожное, Фонтановское, Алексеевское, Поворотное. Что касается неотектонически активных относительно приподнятых крупных блоков, то, как видно на рис. 5, они располагаются в краевых частях флюида и в южной части выделенной нами структуры. Таким образом, с одной стороны, наблюдается своего рода иерархия кольцевых структур по размерам и глубинам их заложения, с другой — корреляция их сложного внутреннего строения с дифференциацией проявления нефтидов.

Среди геоморфологических признаков по аналогии с геоморфологией западин на суше авторы работы [Шестопапов и др., 2018] указывают характер рельефа дна морей и океанов, а также наличие газовых факелов. В Азовском море (рис. 7) максимальное погружение относится к центру структуры, предполагаемой по расположению магнитных источников. Существование флюидоподводящей системы канала подтверждается данными гидроакустического профилирования, выявившего зоны активного дробления, смещения и смятия четвертичных отложений, а также локальные газовыделения, в том числе аномальный газовый факел, не выходящий на поверхность моря, с побочными мало мощными струями газа в виде облака протяженностью 200 м [Пасынков и др., 2009].

Все описанные близповерхностные и глубинные (соответственно коровые и мантийные) особенности строения литосферы в пределах сверхглубинного флюида **f10**, включая сложную иерархию ансам-

бля кольцевых структур, активность на новейшем тектоническом этапе глубинных разломов и блоков, позволяют отнести описанную структуру в целом к *сквозь-формационной многоканальной мегатрубе дегазации*. Важным подтверждением процессов дегазации являются месторождения углеводородов, открытые в пределах изучаемой структуры, хотя они все в настоящее время выделены в осадочном чехле, поскольку глубину скважин планировали в рамках биогенной концепции происхождения углеводородов. Однако в последнее время в разных нефтегазовых провинциях (Татарстана, Башкортостана и др.), в том числе, например, на известном Шебелинском месторождении Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) [Лепігов та ін., 2011], установлена современная «подпитка» многих месторождений глубинными углеводородами, на основании чего принята концепция новой модели месторождения. «Нефтяное месторождение состоит из собственно ловушки, нефтеподводящего канала и глубинного резервуара и представляет собой сложную и постоянно действующую флюидодинамическую систему, обеспечивающую подток глубинных углеводородных флюидов» [Муслимов и др., 2019, с. 189].

В ряде регионов мира, в том числе в пределах ДДВ [Гладун, 2000; Чебаненко, 2002 и др.], была открыта промышленная нефтегазоносность и в гетерогенно-гетерохронном фундаменте. Добыча нефти из кристаллического фундамента уже имеет длительную историю, начиная со второй половины XIX ст., ярким примером чего стали открытые месторождения Вьетнамского шельфа. Перспективными нефтегазоносными объектами являются докембрийский кристаллический фундамент и его кора выветривания в северной половине Азовского моря, а в южной части акватории — гетерогенный гетерохронный фундамент [Гожик та ін., 2006]. Не смотря на то, что в акватории Азовского моря нефтегазоносными и перспективными по-прежнему считаются комплексы осадочных отложений (нижнемеловой, верхне-

меловой, палеоцен-еоценовый, олигоцен-нижнемиоценовый и среднемиоцен-плиоценовый нефтегазоносные комплексы, а также юрский перспективный комплекс), те же авторы считают, что каждая нефтегазоносная структура осадочного комплекса при соответствующих условиях является перспективной для поисков нефти и в подстилающем фундаменте.

Генезис углеводорода рассматривается с учетом, что какая-то неопределенная часть его может поступать в период активной деструкции земной коры и интенсификации сквозькорового перемещения глубинных флюидных систем, а в зонах развития деструкции земной коры и выноса глубинных водорода и углерода при определенных термобарических условиях может происходить неорганический синтез углеводорода [Гожик та ін., 2006]. С этих позиций выделенная нами структура представляет интерес для дополнительной оценки перспектив уже открытых, но не освоенных месторождений нефти и газа в осадочном чехле и кристаллическом фундаменте. Иерархическое строение кольцевых структур позволяет объяснить дискретное проявление скоплений углеводородов.

Заключение. Флюидным мантийным потокам отводится все большая роль в различных процессах литосферы: геодинамике (образование наклонных разломов, кольцевых и вихревых структур [Кузин, 2014]); гидротермальном и магматическом рудогенезе; нефтидообразовании (углеводородов собственно глубинного неорганического происхождения и восполнение запасов месторождений органического генезиса сверхглубинными флюидами); современной активности, включая сейсмичность; геомагнетизме (формировании магнитных литосферных источников с «нетрадиционными» магнитными минера-

лами). Более конкретно основные выводы исследований могут быть следующие.

1. Комплексный анализ геолого-геофизических данных показал, что выделенный по сейсмотомографическим данным сверхглубинный мантийный флюид, охватывающий акваторию Азовского моря, Керченский полуостров и частично северо-восточный шельф Черного моря, характеризуется сложным и неоднородным строением литосферы.

2. Его главными особенностями являются: слой пониженной сейсмической скорости V_p в верхней подкоревой мантии, кольцевые структуры земной коры различных размеров и происхождения, также наличие нефтегазовых месторождений.

3. Неоднородное строение земной коры в пределах мегатрубы обусловлено неоднократным разновозрастным поступлением флюидов, приведшим к формированию сложной системы флюидизации, состоящей из эндогенных кольцевых структур — очагов вертикальной миграции флюидов.

4. Неравномерность распределения элементов этой системы может объясняться многоканальным восходящим прорывом флюида в пульсирующем режиме, вихревой миграцией флюидов и сменой «холодной» и «горячей» ветвей дегазации.

5. Проявлением «горячей» дегазации являются интенсивно намагниченные источники магнитных аномалий в южной части структуры, обусловленные магматическими образованиями, продуктами «холодной» — относительно слабомагнитные источники на севере в области разуплотнения всего разреза земной коры, где сосредоточены газовые месторождения.

6. Флюидоподводящая система может быть учтена при переоценке перспективности нефтегазоносности Азовского моря, включая его кристаллический фундамент.

Список литературы

Валяев Б. М. От генезиса традиционных к генезису традиционных и нетрадиционных скоплений и ресурсов углеводородов. *Электронный научный журнал «Георесурсы, геодинамика, геополитика»*. 2013. Вып. 1(7).

Режим доступа: <http://oilgasjournal.center.ru/archive/issue/details/1356/1490>.

Верховцев В. Г., Седлерова О. В., Волкова О. В. Аналіз відображення глибинної будови схід-

- ної (в межах України) частини Азово-Чорноморського регіону в новітніх геоструктурах. *Доп. НАН України*. 2013. № 5. С. 119—123.
- Воскресенский И. А., Короновский Н. В., Левин Л. Э., Мирзоев Д. А., Пирбудагов В. М., Попков В. И., Сенин Б. В., Хаин В. Е., Юдин В. В. Тектоника южного обрамления Восточно-Европейской платформы. Краснодар: Издательство Кубанского государственного технологического университета, 2009. 217 с.
- Герасимов М. Є., Бондарчук Г. К., Юдин В. В. Тектонічна карта Азово-Чорноморського регіону. 1:500 000. Київ: Державна геологічна служба України, 2005. 1 л.
- Гинтов О. Б., Егорова Т. П., Цветкова Т. А., Бугаенко И. В., Муровская А. В. Геодинамические особенности зоны сочленения Евразийской плиты и Альпийско-Гималайского пояса в пределах Украины и прилегающих территорий. *Геофиз. журн.* 2014. Т. 36. № 5. С. 26—63. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i5.2014.111568>.
- Гладун В. В. Геологічна будова і рейтинг нафтогазоперспективних об'єктів Північного борту Дніпровсько-Донецького авлакогену: Автореф. дис. ... канд. геол. наук. Івано-Франківськ, 2000. 19 с.
- Гожик П. Ф., Чебаненко І. І., Краюшкін В. О., Євдошук М. І., Крупський Б. Л., Гладун В. В., Максимчук П. Я., Полухтович Б. М., Мавєвський Б. Й., Клочко В. П., Павлюк М. І., Феєшин В. О., Захарчук С. М., Мельничук П. М., Туркевич Є. В., Пахолок О. В., Федун О. М. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків вуглеводнів в Азовському морі. Київ: ПП ЕКМО, 2006. 340 с.
- Дмитриевский А. Н. Энергетика, динамика и дегазация Земли. *Электронный научн. журн. «Георесурсы, геознергетика, геополитика»*. 2010. № 1. Режим доступа: <http://oilgasjournal.ru/2009-1/1-rubric/dmitrievsky-enrg.pdf>.
- Есипович С. М., Семенова С. Г., Семенец О. И. К оценке перспектив нефтегазоносности некоторых участков Азовского моря. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. 2010. № 3. С. 20—27.
- Завойский В. Н. Вычисление магнитных моделей от анизотропных трехмерных тел в задачах магниторазведки. *Известия АН СССР. Физика Земли*. 1978. № 1. С. 76—85.
- Захаров И. Г., Кулинич М. С., Лойко Н. П., Федотова И. Н., Черняков А. М. Исследование земной коры вдоль региональных профилей «Dobre» и «Dobre-2» методом спонтанной электромагнитной эмиссии Земли. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. 2014. № 3. С. 49—60.
- Корчин В. А., Русаков О. М. Зона разуплотнения термобарического типа в кристаллической коре северо-западного шельфа Черного моря — потенциальный региональный коллектор abiогенного метана. *Геофиз. журн.* 2019. Т. 41. № 2. С. 99—111. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i2.2019.164456>.
- Кропоткин П. Н. Дегазация Земли и генезис углеводородов. *Журн. Всесоюз. хим. общества им. Д. И. Менделеева*. 1986. Т. 31. № 5. С. 540—547.
- Кузин А. М. О флюидах в образовании наклонных разрывных нарушений. *Збірник наукових праць УкрДГРІ*. 2014. № 2. С. 109—120.
- Кутас Р. И. Геотермические условия Черного моря и его обрамления. *Геофиз. журн.* 2010. Т. 32. № 6. С. 135—158. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v32i6.2010.117453>.
- Кушнір А. М., Ширков Б. І. 3D геоелектрична модель о. Зміїний. *Геодинаміка*. 2013. № 2(15). С. 198—200. <https://doi.org/10.23939/jgd2013.02.198>.
- Лебедь Т. В. Трехмерная магнитная модель земной коры Керченско-Таманского прогиба Черного моря. *Геофиз. методы исследования земли и недр: VI междунар. науч.-практ. конф. «Геофизика-2007» 1—5 октября 2007 г.* Санкт-Петербург: Изд. Санкт-Петербург. ун-та, 2008. С. 27—39.
- Лепігов Г., Гулій В., Лизанець А., Цьоха О. Будова і газонасність Шебелинського родовища (у світі abiогенного генезису вуглеводнів). *Геолог України*. 2011. № 3-4. С. 50—54.
- Лукин А. Е. О сквозьформационных флюидоподводящих системах в нефтегазоносных бассейнах. *Геол. журн.* 2004. № 3. С. 34—45.

- Муслимов Р. Х., Трофимов В. А., Плотникова И. Н., Ибатгулин Р. Р., Горюнов Е. Ю. Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений. Казань: Фэн, 2019. 290 с.
- Науменко А. Д., Науменко Н. А. Основные закономерности распределения перспективных на нефть и газ объектов в Северо-Восточном секторе Черного моря. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. 2008. № 4. С. 48—58.
- Нечасва Т. С., Дзюба Б. М., Шимків Л. М., Огарь В. В. Використання даних потенціальних полів для прогнозування покладів нафти і газу в межах ДДЗ та Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної провінції. *Геодинамика, сейсмичность и нефтегазоносность Черноморско-Каспийского региона: IV международная конференция «Крым-2002»: Сб. докладов*. Симферополь, 2003. С. 202—207.
- Нечасва Т. С., Шимків Л. М., Горкавко В. М. Карта аномального магнітного поля (ΔT)_a України. М-б 1:1000000. Київ, 2002. 1 л.
- Орлюк М. И. Региональный и локальный прогноз нефтегазоносности земной коры территории Украины по данным объемного магнитного моделирования: возможности и перспективы. *Геофизические достижения, разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа, техника и технология бурения скважин, экономика и управление нефтяной и газовой промышленностью: научно-практична конференція «Нафта і газ України», Харків, 14—16 травня 1996 г.: тези доповідей*. Харків, 1996. С. 10—12.
- Орлюк М. И., Пашкевич И. К. Некоторые аспекты взаимосвязи нефтегазоносности с намагниченностью земной коры Украины. *Геофиз. журн.* 1996. Т. 18. № 1. С. 46—52.
- Орлюк М. И., Пашкевич И. К., Лебедь Т. В. 3D магнитная модель земной коры Азово-Черноморского региона. *Геофиз. журн.* 2009. Т. 31. № 5. С. 102—116.
- Павленкова Н. И. Флюидный режим верхних оболочек Земли по геофизическим данным. *Проблема глобальной геодинамики. Матер. Всерос. симпозиума «Глубинные флюиды и геодинамика» (Москва, 19—21 нояб., 2003)*. Москва: Изд. Геол. ин-та РАН, 2006. С. 201—218.
- Пасынков А. А., Тихоненков Э. П., Смагин Ю. В. Газовые факелы на дне Азовского моря. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*, 2009. № 1. С. 77—79.
- Пашкевич И. К., Мозговая А. П., Орлюк М. И. Объемная магнитная модель Крыма и сопредельных регионов применительно к сейсмическому районированию. В кн.: *Геодинамика и глубинное строение сейсмогенных зон Украины*. Киев: Наук думка, 1993. С. 9—18.
- Пашкевич И. К., Русаков О. М., Кутас Р. И., Гринь Д. Н., Старостенко В. И., Яник Т. Строение литосферы по комплексному анализу геолого-геофизических данных вдоль профиля DOBREFraction'99/DOBRE-2 (Восточно-Европейская платформа—Восточно-Черноморская впадина). *Геофиз. журн.* 2018. Т. 40. № 5. С. 98—136. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i5.2018.147476>.
- Плахотный Л. Г., Чир Н. М. Горностаевский поперечный разлом (Керченский полуостров). *Геотектоника*. 1973. № 3. С. 116—121.
- Соллогуб В. Б. Литосфера Украины. Киев: Наук. думка, 1986. 184 с.
- Старостенко В. И., Лукін О. Ю., Русаков О. М., Пашкевич И. К., Лебедь Т. В. Вуглеводний скрізьформаційний флюїдопідвідний канал на північно-західному шельфі Чорного моря за даними тривимірного магнітного моделювання. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. 2015. Т. 40. № 2. С. 147—158.
- Старостенко В. И., Макаренко И. Б., Куприенко П. Я., Савченко А. С., Легостаева О. В. Плотностная неоднородность земной коры Черного моря и прилегающих территорий по данным трехмерного гравитационного моделирования. Ч. 1. Региональное распределение плотности на разных глубинах. *Геофиз. журн.* 2019. Т. 41. № 4. С. 3—39. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177363>.
- Улановская Т. Е., Зеленщиков Г. В., Калинин В. В. О некоторых нерешенных задачах стратиграфии юго-востока Европы. *Матер.*

- риалы международной конференции, посвященной памяти Виктора Ефимовича Хаина. Москва, 1—4 февраля 2011. С. 1920—1926.
- Хортов А. В., Непрочнов Ю. П. Глубинное строение и некоторые вопросы нефтегазоносности южных морей России. *Океанология*. 2006. Т. 46. № 1. С. 114—122.
- Цветкова Т. А., Бугаенко И. В., Заец Л. Н. Сейсмическая визуализация плюмов и сверхглубинных флюидов мантии под территорией Украины. *Геофиз. журн.* 2017. Т. 39. № 4. С. 42—54. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v39i4.2017.107506>.
- Чебаненко И. И., Краюшкин В. А., Ключко В. П., Гожик П. Ф., Евдощук Н. И. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов. Киев: Наук.думка, 2002. 293 с.
- Шестопалов В. М., Лукин А. Е., Згонник В. А., Макаренко А. Н., Ларин Н. В., Богуславский А. С. Очерки дегазации Земли. Киев, 2018. 631 с.
- Юдин В.В. Предскифийский краевой прогиб. Доклады III Международной конференции «Крым-2001»: «Геодинамика и нефтегазовые системы Черноморско-Каспийского региона». Симферополь: Таврия-Плюс, 2001. С. 177—183.
- Khriachtchevskaia, O., Stovba, S., & Stephenson, R. (2010). Cretaceous-Neogene tectonic evolution of the northern margin of the Black Sea from seismic reflection data and tectonic subsidence analysis. In: M. Sosson, N. Kaymakci, R. Stephenson, F. Bergerat, & V. Starostenko (Eds.), *Sedimentary Basin Tectonics from the Black Sea and Caucasus to the Arabian Platform* (pp. 137—157). Geol. Soc. London, Spec. Publ., 340. <https://doi.org/10.1144/SP340.8>.
- Schumacher, D. (1996). Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments. In D. Schumacher, & M. A. Abrams (Eds.), *Hydrocarbon Migration and its Near-Surface Expression* (pp. 71—89). AAPG, Memoir 66.
- Starostenko, V., Janik, T., Stephenson, R., Gryn, D., Rusakov, O., Czuba, W., Środa, P., Grad, M., Guterch, A., Flüh, E., Thybo, H., Artemieva, I., Tolkunov, A., Sydorenko, G., Lysynchuk, D., Omelchenko, V., Kolomiyets, K., Legostayeva, O., Dannovski, A., & Shulgin, A. (2017). DOBRE-2 WARR profile: the Earth's upper crust across Crimea between the Azov Massif and the northeastern Black Sea Basin. In: M. Sosson, R. Stephenson, & S. A. Adamia (Eds.), *Tectonic Evolution of the Eastern Black Sea and Caucasus* (pp. 199—220). Geol. Soc. London, Spec. Publ., 428. <https://doi.org/10.1144/SP428.11>.
- Sydorenko, G., Stephenson, R., Yegorova, T., Starostenko, V., Tolkunov, A., Janik, T., Majdanski, M., Voitsitskiy, Z., Rusakov, O., & Omelchenko, V. (2017). Geological structure of the northern part of the Eastern Black Sea from regional seismic reflection data including the DOBRE-2 CDP profile. In: M. Sosson, R. Stephenson, & S. A. Adamia (Eds.), *Tectonic Evolution of the Eastern Black Sea and Caucasus* (pp. 307—321). Geol. Soc. London, Spec. Publ., 428. <http://doi.org/10.1144/SP428.15>.

Megatube of degassing of the Sea of Azov: analysis of the results of 3D magnetic modeling in a complex with geological-geophysical data

I. K. Pashkevich, T. V. Lebed', 2019

A set of known features have been used for the first time to classify the deep mantle fluid spanning the whole aquatic area of the Sea of Azov, the Kerch peninsula and the northern part of the northeastern shelf of the Black Sea as a degassing tube. In consolidated Earth crust they include a ring structure in its center specified by our studies of magnetic data, the knots of cross-section of fault zones, distribution of disturbing and magnetic objects, presence of wave-guide, special features of heat flow and neo-tectonic

activity of faults, existence of blocks and ring structures of different ranks, position of oil and gas deposits and in the lithospheric mantle presence of low velocity zone. Degassing tube is a through-formational fluid-intake system of pulsating degassing. Heterogenous structure of the Earth crust within the mega-tube is stipulated by repeated multiple-aged supply of fluids resulted in formation of complicated system of fluidization consisting of endogenous ring structures — the foci of vertical migration of fluids. Heterogeneity of elements distribution of this system can be explained by multichannel ascending outburst of fluid in pulsating regime, vortex migration of fluids and the change of «cold» and «hot» branches of degassing. Manifestations of «hot» degassing are intensely magnetized sources of magnetic anomalies in the southern part of the structure, stipulated by magmatic formations; the products of «cold» degassing are relatively weakly magnetized in the north in the area of decompaction of the whole section of the Earth crust where gas deposits are concentrated. In the light of determined in many regions of the world present-day supply of acting hydrocarbon deposits by mantle fluids the results obtained may be the basis of new model for prediction and rating of hydrocarbon potential as well as optimization of geological explorations in Azov-Berezan and Indol-Kuban gas-bearing areas.

Key words: 3D magnetic model, degassing tube, super-deep fluid, neo-tectonic activation, oil-and-gas content

References

- Valyaev, B. M. (2013). From genesis of traditional oil and gas accumulations to genesis of traditional and nontraditional resources and hydrocarbon fields. *Electronic scientific journal «Georesources, geoenergetics, geopolitics»*, (1). Retrieved from <http://oilgasjournal.center.ru/archive/issue/details/1356/1490> (in Russian).
- Verkhovtsev, V. H., Sedlerova, O. V., & Volkova, O. V. (2013). Analysis of the representation of the deep-seated structure (within Ukraine) of the eastern part of the Azov-Black Sea region in the present geostructures. *Dopovidi NAN Ukrayiny*, (5), 119—123 (in Ukrainian).
- Voskresenskiy, I. A., Koronovski, N. V., Levin, L. E., Mirzoyev, D. A., Pribudagov, V. M., Popkov, V. I., Senin, B. V., Khain, V. Ye., & Yudin, V. V. (2009). *Tectonics of the southern framing of the East European platform*. Krasnodar: Publ. House of the Kuban State Technological University, 217 p. (in Russian).
- Herasymov, M. Ye., Bondarchuk, H. K., & Yudin, V. V. (2005). Tectonic map of the Azov-Black Sea region. 1: 500 000. Kiev: Publication of the State Geological Service of Ukraine, 1 p. (in Ukrainian).
- Gintov, O. B., Yegorova, T. P., Tsvetkova, T. A., Bugaenko, I. V., & Murovskaya, A. V. (2014). Geodynamic features of joint zone of the Eurasian Plate and the Alpine-Himalayan belt within the limits of Ukraine and adjacent areas. *Geofizicheskiy zhurnal*, 36(5), 26—63. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i5.2014.111568> (in Russian).
- Hladun, V. V. (2000). Geologic structure and rating of oil and gas perspective objects of the Dniper-Donets avlacogen north side. *Extended abstract of Doctors thesis*. Ivano-Frankivsk, 19 p. (in Ukrainian).
- Hozhyk, P. F., Chebanenko, I. I., Krayushkin, V. O., Yevdoshchuk, M. I., Krupskyy, B. L., Hladun, V. V., Maksymchuk, P. Ya., Polukhtovych, B. M., Mayevskyy, B. Y., Klochko, V. P., Pavlyuk, M. I., Fedyshyn, V. O., Zakhar-chuk, S.M., Melnychuk, P. M., Turkevych, YE. V., Pakholok, O. V., & Fedun, O. M. (2006). *Oil and gas objects Ukraine*. Kyiv: Private Enterprise EKMO, 340 p. (in Ukrainian).
- Dmitriyevskiy, A. N. (2010). Energetics, dynamics and degassing of the Earth. *Electronic scientific journal «Georesources, geoenergetics, geopolitics»*, (1). Retrieved from <http://oilgasjournal.ru/2009-1/1-rubric/dmitrievsky-enrg.pdf> (in Russian).
- Yesipovich, S. M., Semenova, S. G., & Semets, O. I. (2010). On the assessment of oil and gas prospects in some sections of the Sea of Azov. *Geologiya i poleznyye iskopayemye Mirovogo okeana*, (3), 20—27 (in Russian).
- Zavoyskiy, V. N. (1978). Calculation of magnetic

- models from anisotropic three-dimensional bodies in problems of magnetic exploration. *Izvestiya AN SSSR. Fizika Zemli*, (1), 76—85 (in Russian).
- Zakharov, I. G., Kulinich, M. S., Loyko, N. P., Fedotova, I. N., & Chernyakov, A. M. (2014). The study of the earth's crust along the regional profiles «Dobre» and «Dobre-2» by the method of spontaneous electromagnetic emission of the Earth. *Geologiya i poleznyye iskopayemyye Mirovogo okeana*, (3), 49—60 (in Russian).
- Korchin, V. A., & Rusakov, O. M. (2019). A thermobaric mechanism for the formation of low velocity zones in the crystalline crust of the northwestern Black Sea shelf: potential regional collector for abiogenic methan. *Geofizicheskiy zhurnal*, 41(2), 99—111. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i2.2019.164456> (in Russian).
- Kropotkin, P. N. (1986). Earth degassing and the genesis of hydrocarbons. *Zhurnal Vsesoyuznogo khimicheskogo obshchestva im. D. I. Mendeleeva*, 31(5), 540—547 (in Russian).
- Kuzin, A. M. (2014). About the fluids in the formation of inclined discontinuous disturbances. *Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI*, (2), 109—120 (in Russian).
- Kutas, R. I. (2010). Geothermal conditions of the Black Sea basin and its surroundings. *Geofizicheskiy zhurnal*, 32(6), 135—158. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v32i6.2010.117453> (in Russian).
- Kushnir, A. M., & Shyrkov, B. I. (2013). 3D geoelectric model of the Zmiyinyi island. *Heodynamika*, (2), 198—200. <https://doi.org/10.23939/jgd2013.02.198> (in Ukrainian).
- Lebed, T. V. (2008). Three-dimensional magnetic model of the earth's crust of the Kerch-Taman Trough of the Black Sea. *Geophysical methods for the study of land and subsoil: VI international scientific and practical conf. Geophysics 2007 October 1—5, 2007* (pp. 27—39). St. Petersburg: St. Petersburg University Press (in Russian).
- Lepihov, H., Hulyi, V., Lyzanets, A., & Tsokha, O. (2011). Structure and gas-bearing of Shebelinka deposi (in the light of abiogenic genesis of hydrocarbons). *Heoloh Ukrayiny*, (3-4), 50—54 (in Ukrainian).
- Lukin, A. Ye. (2004). On trough-formation fluid-leading systems in oil and gas bearing basins. *Geologicheskii zhurnal*, (3), 34—45 (in Russian).
- Muslimov, R. Kh., Trofimov, V. A., Plotnikova, I. N., Ibattulin, R. R., & Goryunov, Ye. Yu. (2019). *The role of deep degassing of the Earth and the crystalline basement in the formation and natural replenishment of oil and gas deposits*. Kazan: Fen, 290 p. (in Russian).
- Naumenko, A. D., & Naumenko, N. A. (2008). The main regularities of the distribution of promising oil and gas objects in the North-East sector of the Black Sea. *Geologiya i poleznyye iskopayemyye Mirovogo okeana*, (4), 48—58 (in Russian).
- Nechayeva, T. S., Dzyuba, B. M., Shymkiv, L. M., & Ohar, V. V. (2003). Use of potential field data to predict oil and gas deposits within the DDT and the Black Sea-Crimean oil and gas province. *Geodynamics, seismicity and oil and gas potential of the Black Sea-Caspian region: IV international conference «Crimea-2002»: Collection of reports* (pp. 202—207). Simferopol (in Ukrainian).
- Nechayeva, T. S., Shymkiv, L. M., & Horkavko, V. M. (2002). Map of the anomalous magnetic field (ΔT_a) of Ukraine. 1:1 000 000. Kyiv, 1 p. (in Ukrainian).
- Orlyuk, M. I. (1996). Regional and local forecast of oil and gas potential of the earth's crust in Ukraine according to three-dimensional magnetic modeling: opportunities and prospects. *Geophysical achievements, development and operation of oil and gas fields, equipment and technology for drilling wells, economics and management of the oil and gas industry: Scientific and Practical Conference «Oil and Gas of Ukraine», Kharkov, May 14—16, 1996: Abstracts* (pp. 10—12). Kharkov (in Russian).
- Orlyuk, M. I., & Pashkevich, I. K. (1996). Some aspects of the relationship of oil and gas with the magnetization of the earth's crust of Ukraine. *Geofizicheskiy zhurnal*, 18(1), 46—52 (in Russian).
- Orlyuk, M. I., Pashkevich, I. K., & Lebed, T. V. (2009). 3D magnetic model of the earth's crust of the Azov-Black Sea region. *Geofizicheskiy zhurnal*, 31(5), 102—116 (in Russian).

- Pavlenkova, N. I. (2006). Fluid behavior of the upper Earth envelope after geophysical data. *The problem of global geodynamics. Proc. of the symposium «Deep fluid and geodynamics» (Moscow, 19—21 November 2003)* (pp. 201—218). Moscow: Edition of the Geological Institute of the Russian Academy of Sciences (in Russian).
- Pasynkov, A. A., Tikhonenkov, E. P., & Smailin, Yu. V. (2009). Gas seeps at the bottom of the Azov Sea. *Geologiya i poleznye iskopayemye Mirovogo okeana*, (1), 77—79 (in Russian).
- Pashkevich, I. K., Mozgovaya, A. P., & Orlyuk, M. I. (1993). Three-dimensional magnetic model of Crimea and adjacent regions as applied to seismic zoning. In: *Geodynamics and the deep structure of seismogenic zones of Ukraine* (pp. 9—18). Kiev: Naukova Dumka (in Russian).
- Pashkevich, I. K., Rusakov, O. M., Kutas, R. I., Grin, D. N., Starostenko, V. I., & Janik, T. (2018). Lithosphere structure by a comprehensive analysis of geological and geophysical data along the DOBREfraction'99/DOBRE-2 profile (East European platform—East Black Sea depression). *Geofizicheskiy zhurnal*, 40(5), 98—136. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i5.2018.147476> (in Russian).
- Plakhotnyy, L. G., & Chir, N. M. (1973). Gornostaevsky transverse fault (Kerch Peninsula). *Geotektonika*, (3), 116—121 (in Russian).
- Sollogub, V. B. (1986). Lithosphere of Ukraine. Kiev: Naukova Dumka, 184 p. (in Russian).
- Starostenko, V. I., Lukin, O. Yu., Rusakov, O. M., Pashkevych, I. K., & Lebid, T. V. (2015). Hydrocarbons trough formation fluid-flow channel on the northwest shelf of the Black Sea according to three-dimensional magnetic modeling. *Geologiya i poleznye iskopayemye Mirovogo okeana*, 40(2), 147—158 (in Russian).
- Starostenko, V. I., Makarenko, I. B., Kupriyenko, P. YA., Savchenko, A. S., & Legostaeva, O. V. (2019). Density heterogeneity of the Earth's crust of the Black Sea and adjacent territories according to three-dimensional gravity modeling. 1. Regional density distribution at the different depths. *Geofizicheskiy zhurnal*, 41(4), 3—39. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.1773636> (in Russian).
- Ulanovskaya, T. Ye., Zelenshchikov, G. V., & Kargin, V. V. (2011). About some unsolved problems of stratigraphy in the southeast of Europe. *Proc. of the international conference dedicated to the memory of Victor Khain. Moscow, February 1—4, 2011* (pp. 1920—1926). Moscow (in Russian).
- Khortov, A. V., & Neprochnov, Yu. P. (2006). Deep structure and some problems of oil-and-gas content of the southern seas of Russia. *Okeanologiya*, 46(1), 114—122 (in Russian).
- Tsvetkova, T. A., Bugaenko, I. V. & Zaets, L. N. (2017). Seismic visualization of plumes and superdeep fluids of the mantle under the territory of Ukraine. *Geofizicheskiy zhurnal*, 39(4), 42—54. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v39i4.2017.107506> (in Russian).
- Chebanenko, I. I., Krayushkin, V. A., Klochko, V. P., Gozhik, P. F., & Yevdoshchuk, N. I. (2002). Oil and gas perspective objects of Ukraine. Oil and gas bearing of the sediment basins. Kiev: Naukova Dumka, 293 p. (in Russian).
- Shestopalov, V. M., Lukin, A. Ye., Zgonnik, V. A., Makarenko, A. N., Larin, N. V., & Boguslavskiy, A. S. (2018). Essays on the Earth Degassing. Kiev, 631 p. (in Russian).
- Yudin, V. V. (2001). Predskifsky marginal trough. *Reports of the III International Conference «Crimea-2001»: «Geodynamics and oil and gas systems of the Black Sea-Caspian region»* (pp. 177—183). Simferopol: Tavriya-Plyus (in Russian).
- Khriachtchevskaia, O., Stovba, S., & Stephenson, R. (2010). Cretaceous-Neogene tectonic evolution of the northern margin of the Black Sea from seismic reflection data and tectonic subsidence analysis. In: M. Sosson, N. Kaymakci, R. Stephenson, F. Bergerat, & V. Starostenko (Eds.), *Sedimentary Basin Tectonics from the Black Sea and Caucasus to the Arabian Platform* (pp. 137—157). Geol. Soc. London, Spec. Publ., 340. <https://doi.org/10.1144/SP340.8>.
- Schumacher, D. (1996). Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments. In D. Schumacher, & M. A. Abrams (Eds.), *Hydrocarbon Migration and its Near-Surface Expression* (pp. 71—89). AAPG, Memoir 66.
- Starostenko, V., Janik, T., Stephenson, R., Gryn, D., Rusakov, O., Czuba, W., Środa, P., Grad, M., Guterch, A., Flüh, E., Thybo, H., Artemieva, I.,

Tolkunov, A., Sydorenko, G., Lysynchuk, D., Omelchenko, V., Kolomiyets, K., Legostaeva, O., Dannovski, A., & Shulgin, A. (2017). DOBRE-2 WARR profile: the Earth's upper crust across Crimea between the Azov Massif and the northeastern Black Sea Basin. In: M. Sosson, R. Stephenson, & S. A. Adamia (Eds.), *Tectonic Evolution of the Eastern Black Sea and Caucasus* (pp. 199—220). Geol. Soc. London, Spec. Publ., 428. <https://doi.org/10.1144/SP428.11>.

Sydorenko, G., Stephenson, R., Yegorova, T., Starostenko, V., Tolkunov, A., Janik, T., Majdanski, M., Voitsitskiy, Z., Rusakov, O., & Omelchenko, V. (2017). Geological structure of the northern part of the Eastern Black Sea from regional seismic reflection data including the DOBRE-2 CDP profile. In: M. Sosson, R. Stephenson, & S. A. Adamia (Eds.), *Tectonic Evolution of the Eastern Black Sea and Caucasus* (pp. 307—321). Geol. Soc. London, Spec. Publ., 428. <http://doi.org/10.1144/SP428.15>.