

**STRUCTURAL AND DYNAMIC DISTRIBUTION PATTERNS OF OIL FIELDS
IN THE CENTRAL PART OF THE VOLGA-URAL ANTECLISE**S.Yu. Kolodyazhny¹, A.I. Nekrasov²¹ Geological Institute of RAS, Moscow, Russia² VostokCoal Management Company, Usovo, Russia

ABSTRACT. Tectonical and development features of the central part of the Volga-Ural antecline and the Sura-Kama (SK) shear zone are considered in connection with the distribution patterns of oil fields. Based on the geological and structural data, it is found that the SK zone is a deep fault of a heterogeneous structure, which has signs of the long-term multistage development. At the plate stage, the SK zone developed under kinematic inversion and subsequent transpression and transtension deformations. We propose a model showing that during the transtension stages, deformations in the SK zone contributed to the primary migration of hydrocarbons in the Devonian domanic formations and their secondary redistribution. Within the SK zone, permeability was increased, and the zone itself acted as a concentrator of these formations in local decompression structures. Fault structures in the SK zone closed during the transpression stages; their reservoir properties were decreased; and hydrocarbons were squeezed predominantly in the lateral direction along the reservoirs in the area of dynamic unloading. At the eastern termination of the SK zone, the unique Arlan oil field was formed, wherein hydrocarbons were accumulated in conditions of alternating stresses between the sectors compensating shear displacements at the flanks of the zone. The unique Romashkinsky oil field was formed in the apical part of the South Tatar arch during its long-term uplifting and decompression, which contributed to progressive migration and accumulation of hydrocarbons from the transpression sector of SK zone. The proposed structural-dynamic model and ideas about compression – decompression regularities of hydrocarbon redistribution in the shear zones can be used for prediction and detection of new deposits. In particular, the dynamic analogues of the Arlan oil field in the east part of the SK zone can be found within the poorly studied western flank of this zone.

KEYWORDS: intraplate tectonics; geodynamics; shear zone; kinematics; structural paragenesis; oil field; East European platform

FUNDING: These studies were financially supported by the Presidium of the Russian Academy of Sciences (Programme No. 8, under the leadership of Academician N.S. Bortnikov) and RFBR (project No 18-05-00485).

RESEARCH ARTICLE

Received: May 5, 2019

Revised: August 21, 2019

Accepted: August 22, 2019

FOR CITATION: Kolodyazhny S.Yu., Nekrasov A.I., 2020. Structural and dynamic distribution patterns of oil fields in the central part of the Volga-Ural antecline. *Geodynamics & Tectonophysics* 11 (1), 123–140. doi:10.5800/GT-2020-11-1-0467

СТРУКТУРНЫЕ И ДИНАМИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

С.Ю. Колодяжный¹, А.И. Некрасов²

¹ Геологический институт РАН, Москва, Россия

² УК «ВостокУголь», Усово, Россия

АННОТАЦИЯ. Рассмотрены особенности тектоники и развития центральной части Волго-Уральской антеклизы и Сурско-Камской зоны (СК) сдвига в связи с закономерностями размещения месторождений нефти. На основе геолого-структурных исследований установлено, что СК зона представляет собой глубинное нарушение, имеет неоднородное строение и признаки длительного полистадийного развития. На плитном этапе СК зона развивалась в условиях кинематических инверсий и последовательного проявления трансрессивных и транс-тенсивных деформаций. Предложена модель, согласно которой на этапах трансенсии деформации в СК зоне способствовали проявлению первичной миграции углеводородов (УВ) в доманиковых формациях девона и вторичному их перераспределению, а сама зона, обладая повышенной проницаемостью, выступала в роли их концентратора в локальных декомпрессионных структурах. В условиях трансрессии, при замыкании разрывных структур и снижении их коллекторских свойств, происходило выжимание УВ преимущественно в латеральном направлении вдоль пластов-коллекторов в области динамической разгрузки. При этом в районе восточного торцевого прерывания СК зоны сформировалось уникальное Арланское месторождение нефти, где аккумуляция УВ происходила в условиях знакопеременных напряжений между секторами, компенсирующими сдвиговые смещения на флангах зоны. Уникальное Ромашкинское месторождение нефти формировалось в апикальной части Южно-Татарского свода в условиях его длительного воздымания и декомпрессии, способствовавшей поступательной миграции и аккумуляции УВ из области трансрессии СК зоны. Разработанная структурно-динамическая схема и представления о компрессионно-декомпрессионных закономерностях перераспределения УВ в сдвиговых зонах могут быть использованы для прогноза и обнаружения новых месторождений. В частности, динамические аналоги Арланского месторождения нефти на востоке СК зоны могут быть обнаружены в пределах слабоизученного западного фланга данной структуры.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: внутриплитная тектоника; геодинамика; зона сдвига; кинематика; структурный парагенез; месторождение нефти; Восточно-Европейская платформа

ФИНАНСИРОВАНИЕ: Работа выполнена при финансовой поддержке программы Президиума РАН № 8 (руководитель академик Н.С. Бортников), и РФФИ (проект № 18-05-00485).

1. ВВЕДЕНИЕ

Факторы формирования месторождений нефти и газа принято рассматривать в едином ряду последовательных процессов, связанных с генерацией, эмиграцией и миграцией, аккумуляцией и разрушением залежей углеводородов (УВ) [Bazhenova et al., 2004; Bakirov et al., 1982]. К числу основных факторов относят: силу тяжести, геостатическое, гидродинамическое и геодинамическое давление, физико-химические условия, включая температурный режим, химические и реологические свойства пород, взаимодействие УВ с подземными водами. Оценка степени влияния каждого из этих факторов обычно затруднена и неоднозначна.

В теории органического происхождения УВ наиболее часто рассматривается следующая схема их преобразования [Bazhenova et al., 2004; Bakirov et al., 1982; Trofimuk, Neruchev, 1976]. С погружением на глубины порядка 2.0–3.5 км породы нагреваются (благоприятный температурный режим 80–150 °С), что способствует генерации УВ в нефтематеринских породах, обогащенных органическим веществом. В дальнейшем важную роль играет вес вышележащих толщ, процессы неравномерного

уплотнения пород и связанные с этим явлением перепады давления, способствующие первичной миграции УВ из областей большего уплотнения (пелитовые породы) в области меньшего (песчаники, карбонаты и т.п.). Попадая в коллектор, заполненный водой, нефть и газ стремятся занять наиболее высокое положение под влиянием гравитационного фактора. При наклонном залегании пласта-коллектора проявляется вторичная внутрирезервуарная миграция УВ, а их аккумуляция происходит в ловушках структурного, литологического или стратиграфического типа. Вторичная вертикальная миграция УВ происходит при отсутствии экранящих горизонтов или вдоль зон тектонических нарушений.

По масштабам проявления латеральную миграцию УВ разделяют на локальную (внутрирезервуарную) и региональную [Bakirov et al., 1982]. При региональной миграции УВ перемещаются в латеральном направлении на большие расстояния за пределы локальных нефте-сборных структур. При этом отмечаются сложные комбинированные пути миграции: внутрипластовые и вертикальные вдоль разрывов, соединяющих отдельные

резервуары и нарушающих локальные экранирующие структуры. При этом рассеивания УВ не происходит лишь в случае, когда разрывы вверх по восстанию замыкаются и теряют коллекторские свойства. Региональная миграция УВ проявляется при взаимодействии различных факторов, но особо важную роль в данном случае приобретают тектонические процессы.

Многие исследователи отмечали, что геодинамические процессы, в том числе новейшие, оказывают непосредственное влияние на флюидодинамику и играют важнейшую роль при формировании и разрушении залежей нефти и газа [Bakirov et al., 1982; Burster, Bizyaev, 1969; Korzhov et al., 2011; Kazantsev, Kazantseva, 2008; Lastochkin, 1974; Mingazov et al., 2012; Morozov et al., 2012; Sidorov et al., 1989; Sitdikova, Izotov, 1999; Gavrilov, 2017]. Они проявляются в становлении неоднородного поля напряжений, зон трещиноватости и разрывов, контролирующих региональную систему каналов миграции УВ из областей высоких тектонических нагрузок в области декомпрессии [Korzhov et al., 2011; Morozov et al., 2012]. Из этого следует, что построение структурно-кинематических карт и динамических схем не просто является интересной фундаментальной задачей, оно необходимо для анализа закономерностей распределения УВ, а также для прогнозирования новых месторождений.

В настоящее время появляется все больше данных о высокой тектонической подвижности Восточно-Европейской платформы (ВЕП), которая выражена, в частности, в развитии широких и протяженных тектонических зон. Эти внутриплитные нарушения характеризуются длительным периодом развития, полистадийными деформациями в различных динамических условиях, сложным и неоднородным строением в разрезе и вдоль простирания [Kolodyazhnyi, 2014, 2015, 2018]. Предполагается, что тектонические процессы, связанные с формированием этих зон, играли важную роль при перераспределении УВ в пределах самих нарушений и в областях их динамического влияния. Для развития этих представлений в статье рассматриваются особенности тектоники и эволюции Сурско-Камской (СК) зоны дислокаций в связи с закономерностями размещения крупнейших месторождений нефти в центральной части Волго-Уральской антеклизы.

2. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

В процессе исследований данной территории использовались методы дистанционного изучения структур: дешифрирование цифровых карт рельефа, аэрокосмоснимков, карт магнитных и гравиметрических аномалий. Предварительная кинематическая идентификация нарушений проводилась на основе анализа структурных рисунков. Результаты дистанционного анализа уточнялись полевыми исследованиями с использованием методов структурно-кинематического и парагенетического анализа, приемы которых были рассмотрены ранее [Kolodyazhnyi, 2006; Kopp, 2005]. При обработке кинематических данных использовалась программа FaultKin6 [Marrett, Allmendinger, 1990].

3. ОБЩИЕ ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИКИ

Волго-Уральская антеклиза (ВУА) представляет собой восточную часть Русской плиты (платформы), в строении которой преобладают погребенные под осадками чехла выступы фундамента. Между выступами развиты палеозойско-мезозойские депрессии и, локально, рифей-ранневендские палеорифты (авлакогены) [Chepikov, 1967; State Geological Map..., 2000; Lozin, 2002; Shargorodsky et al., 2004]. На востоке территории располагается рифейский Камско-Бельский авлакоген и отчасти наследующий его палеозойский Предуральский прогиб. Узкий в плане Серноводско-Абдулинский авлакоген выклинивается в западном направлении, раскрываясь и углубляясь в сторону предуралья (рис. 1, а). В центральной части антеклизы обособлены Токмовский, Татарский и Жигулевско-Пугачевский своды. Они четко фиксируются в девонских и каменноугольных отложениях, а в пермских слоях эти поднятия выполаживаются. Татарский свод состоит из Северо- и Южно-Татарского выступов, разделенных тектонической зоной и связанной с ней депрессией (рис. 1, а, б).

Между поднятиями ВУА развиты седловины и впадины, в пределах которых мощность палеозойского (преимущественно девонско-пермского) осадочного чехла достигает 3 км. Субмеридиональные Казанско-Кажимский и Мелекесский прогибы с сочленяющей их Казанской седловиной располагаются между Токмовским и Татарским сводами. К востоку от последнего развит Бирская седловина, отделяющая его от Башкирского поднятия. Мелекесская впадина с юга обрывается системой узких приразрывных депрессий и уступов, южнее которых располагается Жигулевско-Пугачевский свод и Бузулукская впадина (рис. 1, а, б).

Крупные впадины (Бузулукская, Мелекесская) имеют унаследованные структурные формы, на отдельных участках осложнены грабенообразными прогибами и системой разнонаправленных разломов. Наряду с ними важную роль в строении чехла играют внутрiformационные некомпенсированные впадины. Наиболее крупная из них представлена Камско-Кинельской системой грабенообразных прогибов (ККСП), которая прослеживается в узком стратиграфическом интервале (верхний девон – нижний карбон) и характеризуется резким несоответствием структурных планов с ниже- и вышележащими отложениями (рис. 1, б). ККСП в виде полузамкнутой дуги окаймляет с запада Южно-Татарский выступ, к северу от которого она разветвляется и прослеживается в виде линейных депрессий субмеридионального и ЮВ простирания. Морфоструктура этих прогибов характеризуется относительно плоской формой днища и крутыми постепенно сближающимися бортами. В этих прогибах в позднем девоне накапливались маломощные глинисто-карбонатные породы (доманикиты), а на их бортах – рифовые карбонатные плато и локальные постройки, которые с конца франа в условиях снижения уровня моря стали расти не вверх, а вширь. При этом в течение фамена – турне началось постепенное заполнение депрессий карбонатно-обломочными отложениями клиноформного строения. Осевая

вершины: Нв – Новгородская, Св – Сундырская, Кв – Канашская, Ув – Ульяновская, Тв – Токмовская; выступы: СТС – Северо-Татарский, ЮТС – Южно-Татарский; депрессии: КК – Казанско-Кажимская, МВ – Мелекесская, БЗ – Бузулукская; седловины: КС – Казанская, БР – Бирская; локальные структуры: Кр – Карлинская, Тс – Тетюшинская, Ул – Улеминский вал.

Fig. 1. Structural maps of the Volga-Ural region. Top surfaces of the basement (a) and the Vereisky horizon of the Middle Carbon (б); modern erosion surface (digital map of the relief) (в) (based on [State Geological Map..., 2000]).

1 – isohypses of the top surfaces of the basement (Fig. a) and the Vereisky horizon (Fig. б); 2 – Riphean aulacogens; 3–4 – axes of tectonic bars (3) and small folds (4); 5 – main (a) and minor (б) faults; 6 – reverse faults and thrusts; 7 – normal faults; 8 – faults in the diagram (в); 9 – the outer contours of the Kama-Kinel Trough System. Dislocation zones: СК – Sura-Kama, ЖГ – Zhigulevsk; Riphean aulacogens: КБА – Kama-Belski, САА – Sernovodsko-Abdulini; ТКК – Tokma arch and its vertices: Нв – Novgorod, Св – Sundyr, Кв – Kanash, Ув – Ulyanovsk, Тв – Tokma; ledges: СТС – North-Tatar, ЮТС – South-Tatar; depressions: КК – Kazan-Kazhim, МВ – Melekess, БЗ – Buzuluk; saddles: КЗ – Kazan, БР – Birsik; local structures: Кр – Karlinsky, Тс – Tetushi, Ул – Uleminsky bar.

часть прогибов была окончательно заполнена ранне-визейскими терригенными и глинисто-карбонатными накоплениями [Lozin, 2002; Kheraskova et al., 2015].

Линейно-протяженные зоны нарушений осложняют строение рассмотренных выше мегаструктур. Субширотная СК зона разделяет северный и южный выступы Татарского свода, ограничивает с севера Мелекесскую впадину и осложняет строение Токмовского поднятия. Жигулевская зона ограничивает с юга Токмовский свод и Мелекесский прогиб и представляет собой взбросо-сдвиг, в южном борту которого развит одноименный приразломный мегавал, имеющий асимметричное строение – крутое северное и пологое южное крылья [State Geological Map..., 2000; Kopp, 2005].

На рассматриваемой территории широко развиты крупные и мелкие валообразные структуры, которые подчеркивают особенности строения структур более крупного ранга. В пределах Южно-Татарского выступа ориентировка данных структур подчеркивает его изометрично-концентрическое строение в плане. В области Северо-Татарского поднятия валы имеют устойчивую линейную СВ ориентировку в соответствии с простиранием разрывных нарушений, оперяющих главный магистральный разлом СК зоны. Меридиональная ориентировка валов Казанско-Кажимского прогиба и Казанской седловины сменяется их веерообразным размещением южнее СК зоны в области Мелекесской депрессии. В пределах СК зоны ориентировка валов имеет закономерный кулисный характер, а оси структур обычно отклоняются от главного нарушения СК зоны против часовой стрелки, подчеркивая структурный рисунок зоны правого сдвига (рис. 1, б).

Материалы бурения показывают, что морфология и позиция валообразных структур вверх по разрезу часто меняются [Bakirov et al., 1982; Bulgakov et al., 2008; State Geological Map..., 2000; Kazantsev, Kazantseva, 2001, 2003; Stepanov et al., 1990]. Неоднократно отмечалось горизонтальное смещение осей апикальных частей валов относительно их нижних корневых частей. Например, для Улеминского вала, развитого в центральном сегменте СК зоны, амплитуды таких смещений достигают 6–10 км [Stepanov et al., 1990] (рис. 2, б). Аналогичные смещения залежей антиклинальных ловушек нефти были отмечены в районе Жигулевского мегавала [Bakirov et al., 1982]. Феномен «миграции» сводов валообразных структур многие исследователи объясняют развитием листрических взбросо-надвигов,

рассматривая данный складчато-надвиговый парагенез как поисковый критерий обнаружения залежей УВ [Kazantsev, Kazantseva, 2001, 2003; Stepanov et al., 1990]. Другой особенностью валов, располагающихся в области СК зоны, является ундуляция их шарниров, которая часто приводит к распаду линейной структуры вала на цепочки мелких брахиформных складок. Анализ детальных структурных карт разных горизонтов чехла позволяет увязать эти особенности с проявлением нескольких фаз складчатости, в частности с пересечением структур СВ и СЗ ориентировки.

Материалы дешифрирования цифровой карты современного рельефа отражают неоднородное строение рассматриваемой территории (см. рис. 1, в). Вдоль сдвиговых зон, контролируемых многие элементы гидро-сети, отмечается сгущение сети линеаментов, ориентированных закономерно – конформно и диагонально (под острыми углами) к их простираанию. В обширных междвиговых областях дешифрируются нарушения, имеющие различную, порой хаотичную, ориентировку, линейную и дугообразную конфигурацию в плане. Многие из этих нарушений следуют очертаниям изометричных поднятий и депрессий, в частности Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины.

4. ТЕКТОНИКА СУРСКО-КАМСКОЙ ЗОНЫ СДВИГА

СК зона сдвига прослеживается в субширотном направлении центральной части Волго-Уральской антеклизы и имеет протяженность около 900 км при ширине 40–60 км [Kolodyazhnyi, 2015]. Ее конфигурация подчеркивается цепочками магнитных аномалий, расположенных кулисно и линейно в центральных ее сегментах, а в пределах фланговых областей – веерообразно. По сравнению со смежными блоками зона характеризуется пониженными значениями силы тяжести и более низкими скоростями продольных волн (5400 м/с) в верхней части фундамента, что объясняется высокой тектонической дезинтеграцией пород [Trofimov, 2006]. СК зона участвует в строении всех этажей платформы (см. рис. 1). В пределах докембрийского гранулитогнейсового фундамента она отчасти соответствует Елабуга-Бондюжскому поясу, отделяющему Северо-Татарский овоид от Южно-Татарского, вдоль границы с которым откартирована система глубинных надвигов ЮВ vergentности [Bogdanova, 1986; Morozov, 2010]. На уровне кровли фундамента СК зона разделяет Северный и Южный выступы Татарского свода и контролирует узкую

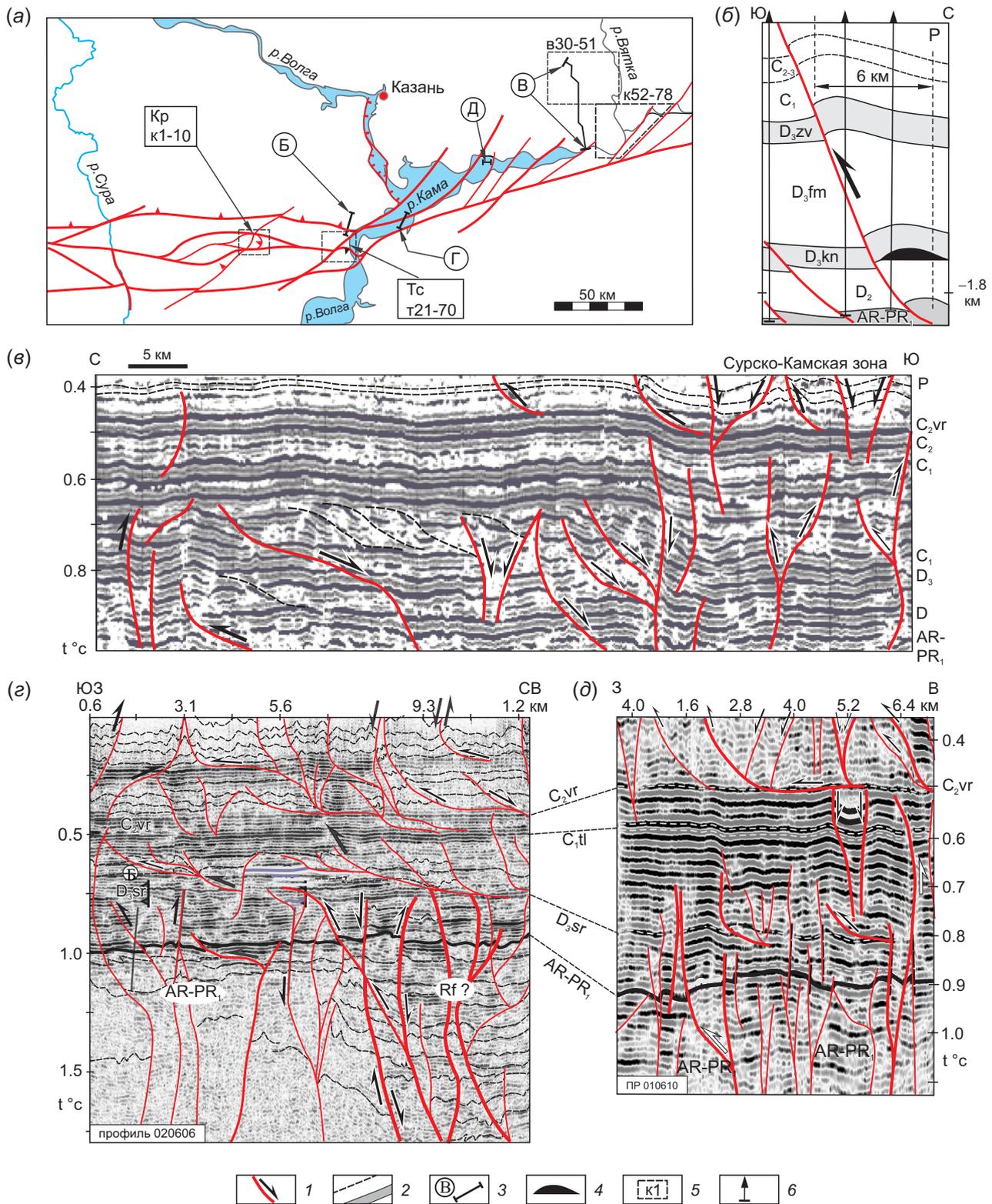


Рис. 2. Схемы строения Сурско-Камской зоны. (а) – схема расположения участков детальных работ, буровых и сейсмических профилей; (б), (е) – буровые и сейсмические профили, расположенные в районе Улеминского вала (по [Stepanov et al., 1990]), (б), в устье р. Вятки (по [Fortunatova et al., 2006]) (е), в акватории Куйбышевского водохранилища (з), (д) (по [Bulgakov et al., 2008]). 1 – разрывы и направления смещений; 2 – слои; 3 – местоположение профилей на схеме (а); 4 – предполагаемая залежь нефти; 5 – участки детальных работ и номера пунктов наблюдений; 6 – буровые скважины.

Fig. 2. Structural diagrams of the Sura-Kama area. (а) – sites of detailed studies, drilling and seismic profiles. (б), (е) – drilling and seismic profiles: (б) – near the Uleminsky bar (after [Stepanov et al., 1990]), (е) – the mouth of the Vyatka river (after [Fortunatova et al., 2006]), (з), (д) – the Kuibyshev water reservoir (after [Bulgakov et al., 2008]). 1 – faults and offset directions; 2 – layers; 3 – locations of the profiles in the diagram (а); 4 – estimated oil reservoir; 5 – sites of detailed studies and numbers of observation points; 6 – drilling wells.

впадину между ними [State Geological Map..., 2000; Shar-gorodsky et al., 2004]. Центральный сегмент СК зоны осложняет область сочленения Казанской седловины и Мелекесской впадины. На западе зона нарушает структуру Токмовского свода и разделяет его на ряд вершин северной (Канашская, Сундырская и др.) и южной (Токмовская, Ульяновская) групп (см. рис.1, а). Эти особенности тектоники полностью повторяются и в структуре фанерозойского чехла (см. рис.1, б).

Особенности строения СК зоны на уровне осадочного чехла характеризуют сейсмопрофили, расположенные на правом берегу р. Камы и в акватории Куйбышевского водохранилища (рис. 2) [Bulgakov et al., 2008; Fortunatova et al., 2006]. На профилях дешифрируются тектонические нарушения различного типа: взбросы, надвиги и сбросы, грабены, складки и флексуры (рис. 2, в-д). Разрывы образуют сложные ветвистые структуры, сопровождаются флексурными изгибами и складками. Структурные рисунки систем нарушений меняются в вертикальном направлении: одни крутопадающие разрывы вверх по восстанию надстраиваются положительными и отрицательными структурами цветка, другие имеют листрическую и ступенчатую конфигурацию, выполаживаются в горизонтально-слоистых толщах, переходя в субслоистые срывы. Ни одно нарушение не является сквозным: разломы фундамента, как правило, «слепые» и затухают в нижних слоях чехла, а разрывы, достигающие поверхности, – «бескорневые». Также в разрезе отмечается дисгармоничное чередование пакетов с горизонтально-слоистым и разрывно-складчатым строением (рис. 2, в-д). Сейсмический образ последних проявляется в частичной потере осей синфазности, но складки дешифрируются и подтверждаются наземными наблюдениями (см. ниже). Можно отметить два стратиграфических уровня концентрированного проявления крутопадающих складчато-разрывных нарушений: 1) верхний девон – нижняя часть нижнего карбона, 2) верхи среднего карбона – верхняя пермь. Их разделяет относительно слабонарушенный пакет слоев верхней части нижнего – среднего карбона, иногда включая слои нижней перми.

В продольном направлении СК зона имеет неоднородное строение. В ее восточной части обособлена главная магистраль, которую оперяют разрывы СВ простирания, а разделяемые ими блоки образуют структуру «домино», которая подчеркивается морфологией долины р. Камы. В районе слияния рек Волги и Камы отмечается небольшой изгиб СК зоны, к западу от которого она приобретает широтную ориентировку. В этой западной части зоны дешифрируются асимметричные линзы – сдвиговые дуплексы, размеры которых варьируются от первых до нескольких десятков километров (см. рис. 1, в). На западном и восточном флангах зоны обособлены области ее веерообразной виргации и затухания.

Рассмотрим особенности строения западного, центрального и восточного сегментов СК зоны на примере ряда ключевых участков, известных в качестве Карлинских, Тетюшинских и Нижнекамских дислокаций.

4.1. Карлинская структура

Карлинская структура (КС) издавна привлекала внимание исследователей как уникальная система высокоамплитудных складчато-надвиговых дислокаций, развитых в отложениях палеозоя и мезозоя. Ее двойственная природа, сочетающая в себе признаки линейной зоны дислокаций и кольцевой структуры, объяснялась коптогенными [Masaitis et al., 1976] либо тектоническими [Valeev, 1978; Chepikov, 1967; State Geological Map..., 2000; Rudnev, 2005] причинами. Данная структура осложняет строение одного из сдвиговых дуплексов западной части СК зоны в бассейне р. Карлы (рис. 3, а). Ее строение обусловлено сочетанием структурных парагенезов двух главных генераций, соответствующих различным этапам деформаций: 1) ранних сдвиго-надвиговых транспрессионных и 2) более поздних транстензионных структур с элементами инъективной тектоники [Kolodyazhnyi, 2015].

Ранние структурные парагенезы (D1) представлены системой складчато-надвиговых, покровных и сдвиговых нарушений. Развитие подковообразных в плане покровно-надвиговых структур в отложениях палеозоя и мезозоя контролировалось сдвигами, ограничивающими покровы вдоль южного и северного флангов КС (рис. 3, а). В обнажениях и скважинах установлено многократное сдваивание и опрокидывание фрагментов разреза осадочного чехла, реконструируются аллохтонные пластины чешуйчатого строения, лежащие и ныряющие покровные складки (рис. 3, б, в). Пологие покровно-надвиговые структуры фронтальных частей КС постепенно сменяются более крутыми залеганиями нарушений по мере приближения к корневой части покровов в области Эндуганского разрыва СВ простирания (рис. 3). Здесь разрывы имеют в плане линейную и дугообразную конфигурацию, а степень их кривизны увеличивается в восточном направлении, что связано с последовательным подновлением Эндуганского нарушения в области его пересечения с широтными сдвигами Карлинской системы.

Структуры второго этапа деформаций (D2) представлены системой сбросов, сбросо-сдвигов и сдвигов, а также штокообразными инъекционными телами, образующими вертикальные протрузии (рис. 3, б, в). Протрузии прорывают друг друга и систему ранних надвигов центральной части КС. Они сложены сильно дезинтегрированными карбонатными породами среднего карбона – верхней перми [State Geological Map..., 2000; Rudnev, 2005]. В строении протрузий участвуют штокообразные тела флюидизатов – конгломератоподобных пород с травертиновым цементом. В центральной части КС протрузии образуют субизометричное поднятие шириной 2–3 км, которое обрамляется депрессией с внешним диаметром порядка 5 км. Депрессия заполнена микститоподобными миоценовыми брекчиями, образующими шлейфы обрушения вокруг протрузий, и нижнеплиоценовыми озерными отложениями мощностью до 250 м [Rudnev, 2005]. Результаты бурения показывают, что корни протрузий приурочены к поверхности срыва и субгоризонтального течения вещества

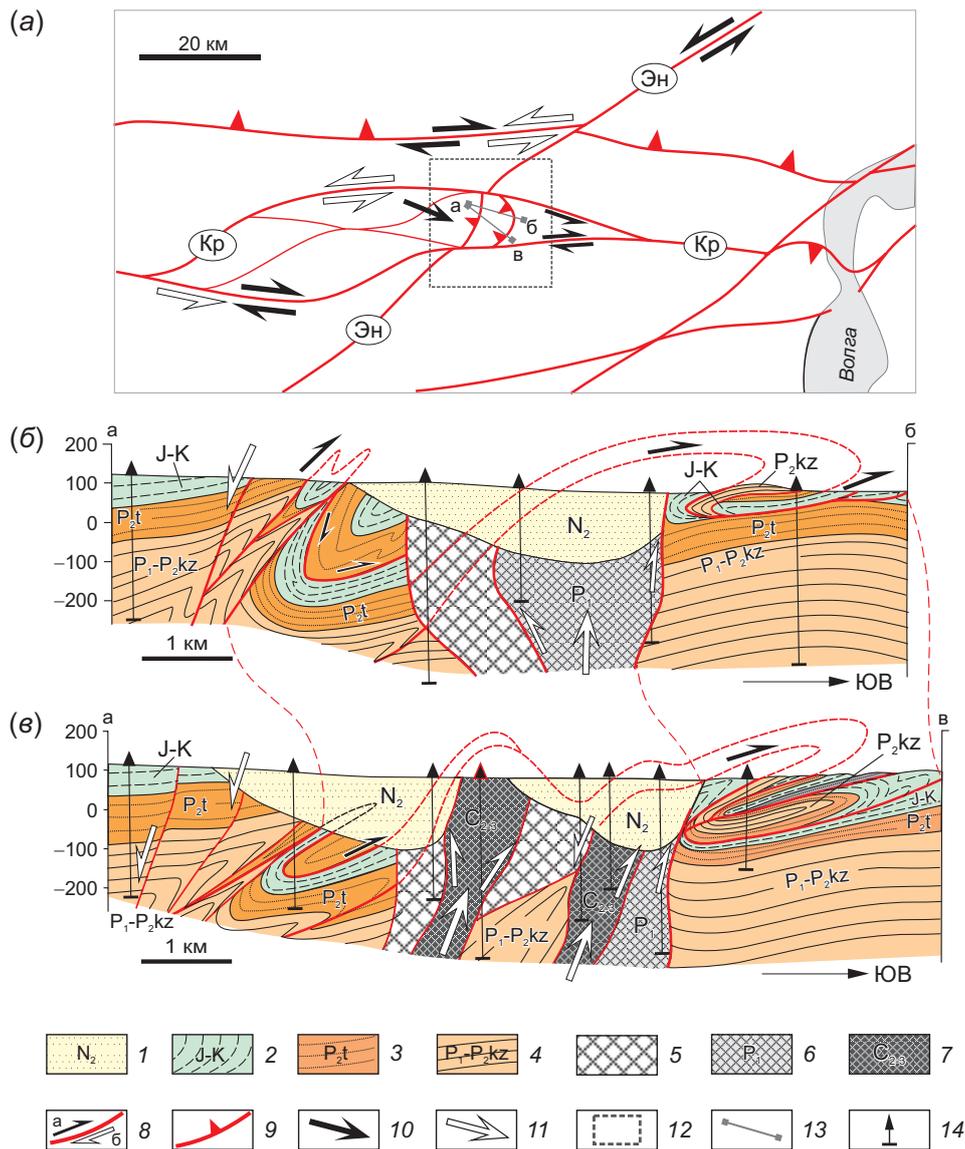


Рис. 3. Схемы строения Карлинской структуры (на основе [State Geological Map..., 2000; Rudnev, 2005]): (а) – структурная схема; (б), (в) – геолого-структурные буровые профили.

1–4 – отложения: 1 – плиоцена, 2 – юры и мела, 3–4 – пермские татарского (3) и казанского (4) ярусов; 5–7 – тектонизированные породы протрузий: 5 – микситоподобные брекчии, 6 – нижней перми, 7 – среднего и верхнего карбона; 8 – разрывы и направления смещений раннего D1 (а) и позднего D2 (б) этапов; 9 – взбросы и надвиги; 10–11 – направления надвиговых (10) и вертикальных (11) перемещений; 12 – участок детальных работ; 13 – буровые профили по линиям а–б и а–в; 14 – буровые скважины. Разломы: Эн – Эндуганский, Кр – Карлинский.

Fig. 3. Structural scheme (а) and drilling profiles (б, в) of the Karlinsky structure (based on [State Geological Map..., 2000, Rudnev, 2005]). 1–4 – deposits: 1 – Pliocene, 2 – Jurassic and Cretaceous, 3–4 – Permian Tatar (3) and predominantly Kazan (4) stages; 5–7 – tectonized rocks of protrusions: 5 – mixtite-like breccia, 6 – lower Permian, 7 – middle and upper Carbon; 8 – faults and offset directions of the early D1 (а) and late D2 (б) stages; 9 – reverse faults and thrusts; 10–11 – directions of thrust (10) and vertical (11) movements; 12 – site of detailed studies; 13 – drilling profiles (а–б and а–в); 14 – drilling wells. Faults: Эн – Endugan, Кр – Karlinsky.

на уровне отложений среднего карбона (верейский горизонт) [Rudnev, 2005; Kolodyazhnyi, 2015].

Геометрический анализ элементов залегания слоистости в пределах КС позволил выявить две генерации складок (рис. 4, а). Первая из них (F1) имеет СВ ориентировку осевых плоскостей, характеризуется как система асимметричных складок, испытавших вращение по часовой стрелке в условиях правого сдвига. Структуры второго этапа деформаций (D2) представлены пологими

коническими складками (F2) СЗ простирания, а также куполообразными структурами, связанными с развитием протрузий (рис. 4, а). В результате основе изучения кинематических индикаторов (зеркала скольжения, структуры вращения, асимметричные складки и др.) в пределах КС также выявлено два кинематических парагенеза (рис. 4, б–е). Первый из них соответствует ранним покровно-надвиговым и сдвиговым структурам этапа D1, формировавшимся в условиях

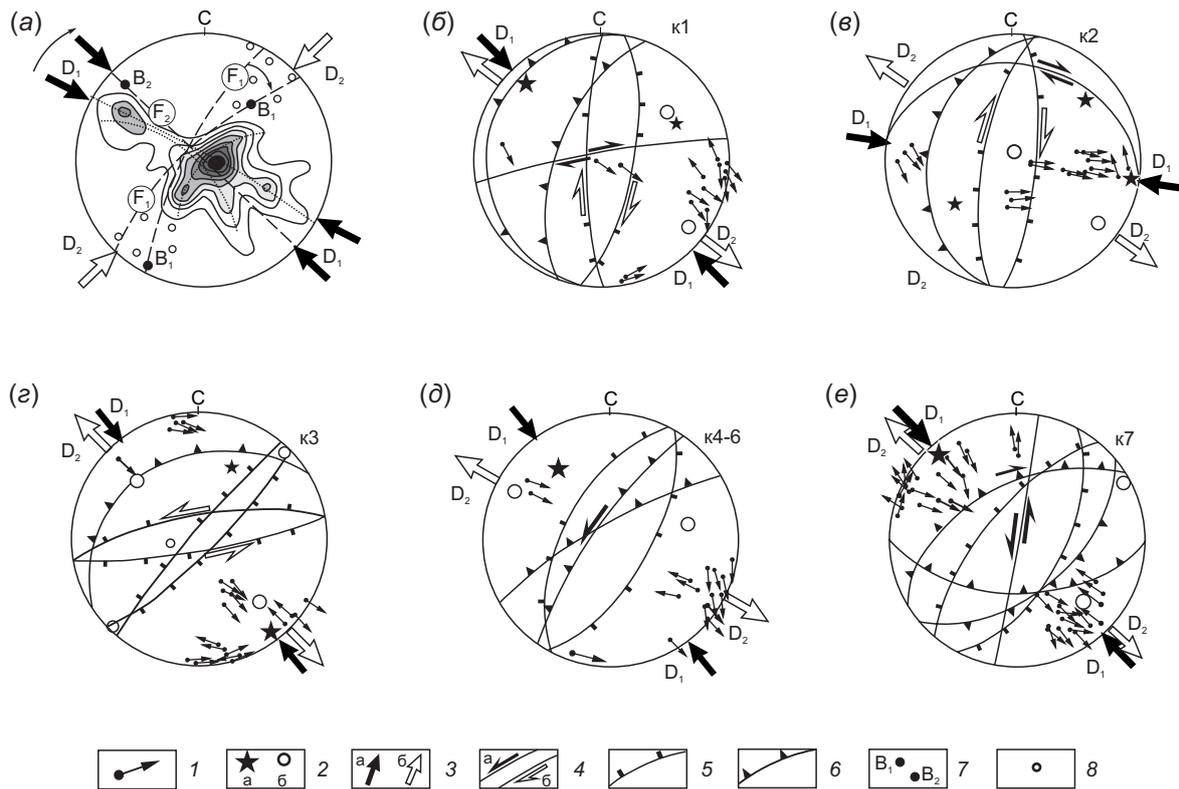


Рис. 4. Стереографические проекции (нижняя полусфера) ориентировки структурных элементов Карлинской структуры: (а) – полюсы слоистости ($n=226$, изолинии – 1, 2, 5, 3, 8, 5, 6, 7, 6, 9, 10 %); (б)–(е) – полюсы сколов и разрывов с векторами перемещения висячего крыла: (б) – в зоне меланжа фронтального надвига (пикет κ_1), (в), (з) – в отложениях верхней перми (пикеты κ_2 , κ_3), (д) – в отложениях юры (пикеты κ_4 –6), (е) – в области протрузий (пикет κ_7).

1 – полюсы нарушений и векторы перемещений висячего крыла; 2 – положение главных осей деформации: (а) – сжатия, (б) – растяжения; 3 – проекции главных осей деформации на горизонтальную плоскость: (а) – раннего (D_1) и (б) – позднего (D_2) этапов; 4–6 – усредненные позиции плоскостей нарушений: 4 – сдвигов ранней (а) и поздней (б) генераций, 5 – сбросов, 6 – взбросов и надвигов; 7–8 – шарниры складок (B_1 , B_2), найденные геометрически (7) и по замерам в обнажениях (8). F_1 , F_2 – осевые плоскости складок разных генераций.

Fig. 4. Stereographic projections (lower hemisphere) showing orientations of the structural elements of the Karlinsky structure: (а) – poles of layers ($n=226$, isolines – 1, 2, 5, 3, 8, 5, 6, 7, 6, 9, 10 %); (б)–(е) – poles of fractures, and displacement vectors of hanging wings in: (б) – mélangé zone of the frontal thrust (picket κ_1), (в), (з) – deposits of the upper Permian (pickets κ_2 and κ_3), (д) – Jurassic sediments (pickets κ_4 –6), (е) near protrusions (picket κ_7).

1 – poles of fractures and displacement vectors of hanging wings; 2 – positions of principal deformation axes: (а) – compression, (б) – stretching; 3 – projections of the principal deformation axes to the horizontal plane: (а) – early D_1 and (б) – late D_2 stages; 4–5 – average positions of fault planes: 4 – strike-slip faults of early (а) and late (б) generations, 5 – normal faults, 6 – reverse faults and thrusts; 7–8 – fold hinges (B_1 , B_2): 7 – geometrically determined, 8 – determined from measurements in outcrops.

F_1 , F_2 – axial planes of the folds of different generations.

правосдвиговой транспрессии при горизонтальном сжатии в направлении СЗ – ЮВ и надвигании толщ преимущественно к ЮВ (рис. 4, б–е). Структурные парагенезы второго этапа деформаций D_2 развивались в условиях левосдвиговой трансформации при субгоризонтальном растяжении в направлении СЗ – ЮВ (рис. 4, б–е). По отношению к раннему этапу деформаций это отражает ситуацию полной кинематической инверсии.

4.2. Тетюшинская структура

В центральной части СК зоны отложения верхней перми и юры осложнены системой разноориентированных складок, развитых на территории от верхнего течения р. Улемы до правобережья р. Волги (рис. 5, а, б). Складки Тетюшинской структуры (ТС) осложняют

красноцветные отложения татарского яруса и обнажаются в полосе шириной до 200 м в обрывах р. Волги у пристани п. Тетюши (рис. 5, а). По направлению к югу они плавно затухают и сменяются областью пологого залегания слоев, осложненных зонами субслоистого срыва и малоамплитудными надвигами. Тетюшинские складки сминают данные зоны и представляют собой асимметричные структуры с вергентностью в северных румбах, которая, судя по материалам бурения и сейсмопрофилирования, сменяется встречной вергентностью структур в северном борту СК зоны (см. рис. 2, б, з). На сейсмическом профиле в основании рассматриваемого складчатого пакета слоев на глубинах, соответствующих 0.25 с, размещается пакет горизонтально-слоистых образований, осложненных листрическими

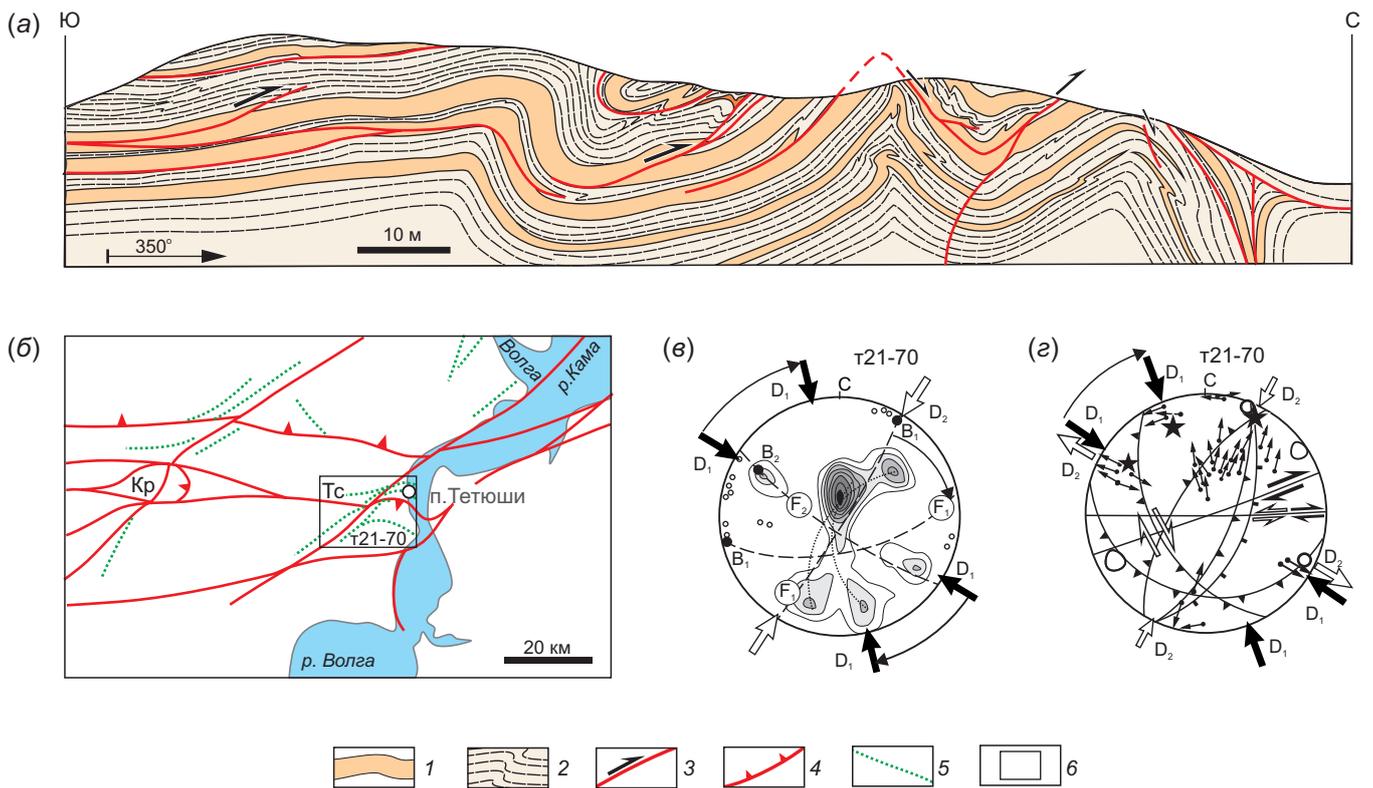


Рис. 5. Схемы строения участка в районе пос. Тетюши: (а) – геолого-структурный разрез дислоцированных отложений татарского яруса (пристань п. Тетюши); (б) – структурная схема и местоположение участка детальных работ; (в), (г) – стереографические проекции (нижняя полусфера) структурных элементов пермских и мезозойских отложений в пределах участка детальных работ (пикеты т21–70): (в) – полюсов слоистости ($n=178$, изолинии – 1, 3, 4, 6, 7, 8, 10, 11 %), (г) – полюсов сколов и разрывов с векторами перемещения висячего крыла (условные обозначения см. рис. 4). 1 – известняки; 2 – аргиллиты и мергели; 3 – разрывы и смещения по ним; 4 – взбросы и надвиги; 5 – оси складок; 6 – контуры участка детальных работ.

Fig. 5. Structural diagrams of the area near the Tetyushi settlement: (а) – geological-structural cross-section of the Tatar-stage dislocated sediments; (б) – structural scheme and locations of the sites of detailed studies; (в), (г) – stereographic projections (lower hemisphere) of the structural elements of Permian and Mesozoic sediments (pickets т21–70): (в) – poles of layers ($n=178$, isolines – 1, 3, 4, 6, 7, 8, 10, 11 %), (г) – poles of fractures and displacement vectors of hanging wings (see symbols in Fig. 4). 1 – limestones; 2 – mudstones and marls; 3 – faults and displacements along faults; 4 – reverse faults and thrusts; 5 – fold axes; 6 – contours of the site of detailed studies.

и ступенчатыми взбросо-надвигами, что указывает на проявление явлений субслоистого срыва и течения (см. рис. 2, г, д).

Геометрический анализ элементов залегания слоистости в районе п. Тетюши и реки Улемы позволил выявить две главные генерации складок (рис. 5, в). Складки первой генерации (F_1) имеют СВ и ВСВ ориентировку осевых плоскостей, характеризуются как асимметричные структуры, имеющие СЗ и ССЗ вергентность. По отношению к субширотному простиранию СК зоны данные структуры могут рассматриваться в качестве диагональных складок раннего этапа деформаций (D_1), связанных с праводвиговыми смещениями. Изменение их пространственной позиции, вероятно, связано с процессами прогрессивного развития праводвиговых смещений с соответствующим вращением структур по часовой стрелке (см. рис. 5, в). Более поздние конические складки (F_2) имеют СЗ ориентировку и представляют собой диагональные структуры второго этапа деформаций (D_2), сформировавшиеся в условиях

кинематической инверсии и проявления левосдвиговых смещений вдоль СК зоны (рис. 5, в).

На основании кинематических исследований в пределах данного участка выявлено две группы структурных парагенезов: 1) ранние надвиги, сдвиго-взбросы и сдвиги, сформировавшиеся в условиях праводвиговой транспрессии и горизонтального сжатия в направлении СЗ – ЮВ (D_1); 2) поздние сбросы и субширотные левые сдвиги, реже надвиги и взбросо-сдвиги, связанные с левосдвиговыми смещениями (D_2) (рис. 5, г). Отмеченные на стереограмме вариации ориентировки главной оси сжатия для раннего этапа деформаций D_1 , вероятно, связаны с ротационными процессами в зоне сдвига. Эти кинематические данные согласуются с результатами анализа складчатых структур (рис. 5, в, г).

В целом ансамбль разрывно-складчатых структур центральной части СК зоны сформировался в результате взаимодействия трех факторов: 1) развития субслоистых срывов и надвигов; 2) проявления сдвиговых перемещений и связанных с ними ротационных процессов;

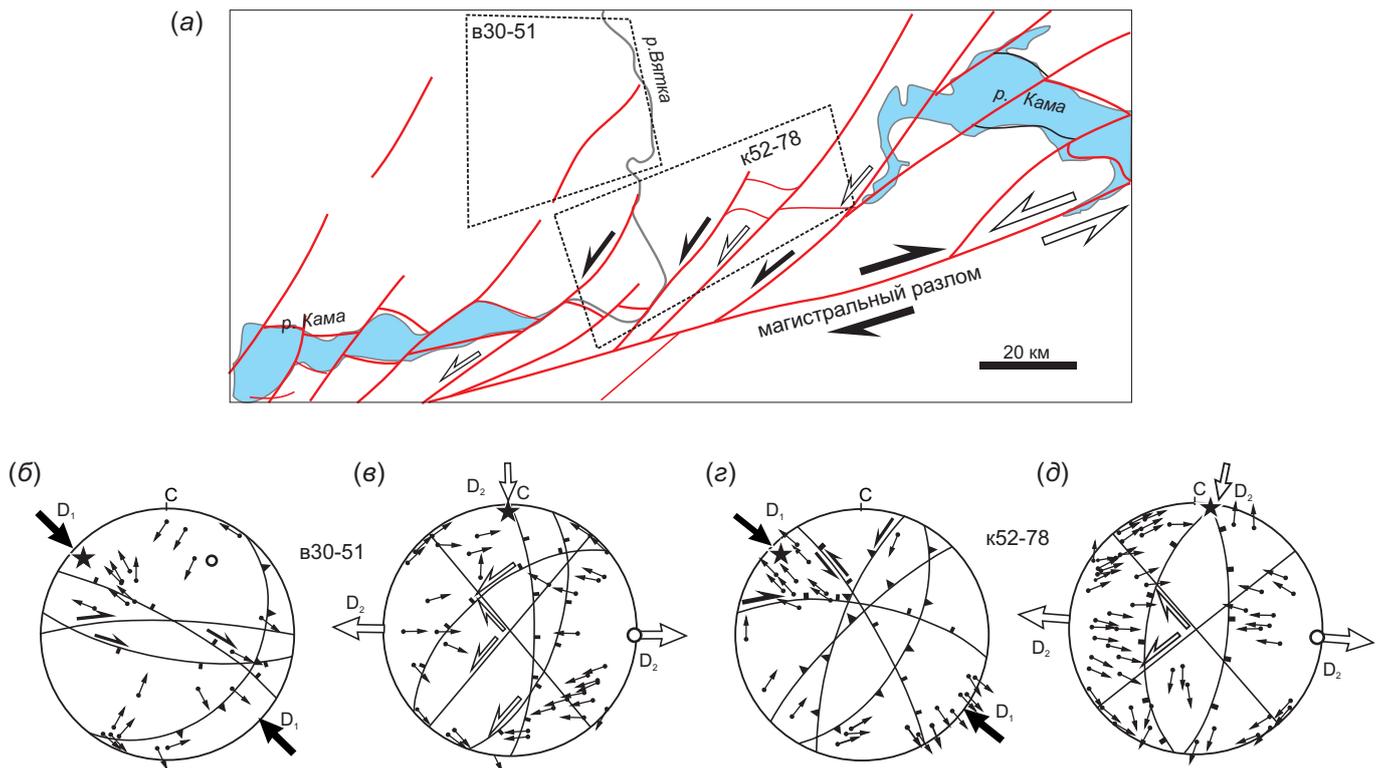


Рис. 6. Схема строения Нижнекамской структуры «домино» и местоположение участков работ (а), стереографические проекции (нижняя полусфера) полюсов сколов и разрывов в породах верхней перми с векторами перемещения висячего крыла для участков: (б), (в) – в нижнем течении р. Вятки (пикеты в30–51) для этапов деформации D_1 (б) и D_2 (в); (г), (д) – правобережья р. Камы (пикеты к52–78) для этапов деформации D_1 (г) и D_2 (д). Условные обозначения см. рис. 4.

Fig. 6. Structural scheme of the Nizhnekamsky domino-shaped structure and locations of the studied sites (а), stereographic projections (lower hemisphere) of the fracture poles and locations of the hanging wings for the studied sites: (б), (в) – lower reaches of the Vyatka river (pickets 30–51) for deformation stages D_1 (б) and D_2 (в); (г), (д) – right bank of the Kama river (pickets 52–78) for deformation stages D_1 (г) and D_2 (д). See the symbols in Fig. 4.

3) кинематической инверсии и трансформации СК зоны из ранней правосдвиговой в более позднюю левосдвиговую структуру.

4.3. Нижнекамская структура «домино»

Нижнекамская структура охватывает значительную часть восточного сегмента СК зоны. Дешифрирование цифровой карты рельефа и анализ конфигурации магнитных аномалий показывают, что здесь в строении зоны обособлены магистральное нарушение ВСВ простирания и оперяющие его вдоль северного борта разрывы СВ ориентировки (рис. 6, а). Диагональные нарушения распределены регулярно и нарезают в верхнепермских отложениях кулисообразную систему доменов, имеющих ширину 10–20 км. Внутреннее строение доменов нарушено поперечными их простиранию короткими разрывами, которые срезают их СВ фланги, придавая им общий облик перекошенной стопки клавиш домино. Особенности этой структуры хорошо выражены в современном рельефе, и прежде всего в морфологии долины р. Камы, которая образует резкие расширения в СВ торцевых частях доменов – «клавиш домино» (рис. 6, а). Параллельно диагональным разрывам развиты валообразные структуры и мелкие приразломные складки, в целом образующие правостороннюю

кулису по отношению к магистральному разлому СК зоны (см. рис. 1, б).

Структурно-кинематические исследования в нижнем течении рек Вятки и Камы позволили выявить две группы структурных парагенезов, во многом сходных по пространственно-геометрическим параметрам, но отличающихся по кинематическим признакам. Структуры первой группы (D_1) представлены взбросами и левыми сдвиго-взбросами СВ простирания, а также субширотными сбросо-сдвигами, которые характеризуют обстановку горизонтального сжатия в направлении СЗ – ЮВ (рис. 6, б, г). Парагенез структур второго этапа деформаций (D_2) объединяет левые сдвиги и сбросо-сдвиги СВ простирания, сопряженные с ними правые сдвиги СЗ ориентировки, а также субмеридиональные сбросы, соответствующие в целом обстановке субширотного растяжения (рис. 6, в, д). Полученные кинематические данные показывают, что первый этап деформаций СК зоны соответствовал обстановке право-сдвиговой трансформации с преимущественным развитием диагональных взбросов, валов и складок СВ простирания. Во время второго этапа в результате кинематической инверсии СК зона трансформировалась в левосдвиговую трансформационную структуру, а диагональные нарушения СВ ориентировки – в левые сбросо-сдвиги.

5. ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ

Наиболее крупные нефтяные месторождения Волго-Уральской провинции связаны с процессами вторичной миграции УВ и их аккумуляцией в ловушках антиклинального и сводового типа, а также в массивах рифогенных известняков и обрамляющих их клиноформ [Lozin, 2002; Muslimov, 2007]. Во впадинах возрастает роль неструктурных ловушек и связанных с ними, как правило, небольших скоплений УВ. В работе [Lozin, 2002] выделено семь нефтегазоносных комплексов, характеризующихся близкими условиями нефтегазонакопления: I – терригенно-карбонатный девонский, II – карбонатный верхнедевонско-турнейский, III – терригенный нижнекаменноугольный, IV – карбонатный окско-башкирский, V – терригенно-карбонатный верейский, VI – карбонатный каширско-гжельский, VII – карбонатный ниже- и верхнепермский. Наиболее обильны по первичным запасам нефти I и III комплексы. Эти комплексы повсеместно разделены выдержанными глинистыми, глинисто-карбонатными и сульфатными экранирующими горизонтами. Исследования химического состава и свойств нефтей этих комплексов указывают на наличие определенных тенденций в их изменении [Muslimov, 2007]. Снизу вверх по разрезу прослеживается снижение качества нефтей: увеличение их вязкости и плотности, возрастание содержания серы, смол и асфальтенов, что сопровождается уменьшением содержания парафина и светлых фракций. В нефтях терригенного девона отмечена тенденция уменьшения содержания серы и смол с севера на юг.

В качестве нефтематеринских пород на территории Волго-Уральской провинции обычно рассматриваются верхнедевонские отложения доманикового типа, развитые в осевой части Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). Они представлены кремнисто-глинистокарбонатными породами с большим содержанием остаточного сингенетического битумоида, местами содержат следы миграции нефтей в виде асфальтено-смолистых флюидалных выделений в трещинах поздних генераций [Kopp, Mkrtchyan, 1990; Neruchev et al., 1986; Yudovich, Ketris, 1988]. Нефтегенерирующие свойства доманиковой фации были подтверждены генетическим единством стратиграфически разновозрастных (девонских, карбоновых и пермских) нефтей, обнаруживающих также генетическую связь с доманиковыми битумоидами. Существенно также то, что доманиковые отложения, развитые в ККСП, находятся в зоне главной фазы нефтеобразования на глубинах более 2.5 км [Trofimuk, Neruchev, 1976].

Вместе с тем большая часть мелких и практически все крупные месторождения УВ Волго-Уральской провинции расположены вне разрезов доманиковых формаций, а также за пределами полосы развития ККСП (рис. 7, а). Ряд исследователей объясняют это низкими коллекторскими свойствами доманикитов, что связано с проявлением процессов окремнения этих пород и размещением битуминозного вещества в разобщенных и запечатанных порах [Zaidelson, 1973]. При этом

отмечается, что миграция УВ из этих толщ возможна лишь в случае образования значительной трещиноватости. Концентрированное проявление разрывных нарушений в слоях девона (включая доманиковые слои) и нижнего карбона отмечается в пределах СК зоны сдвига, пересекающей ККСП в нижнем течении р. Камы (рис. 7, а). Это подтверждается материалами сейсмопрофилирования (см. рис. 2, в-д). Однако и в этой области благоприятного сочетания литологических и тектонических факторов крупных скоплений УВ не наблюдается. Высокая флюидная проницаемость СК зоны, выраженная в проявлении крутопадающих разрывов, протрузий и связанных с ними флюидизатов (Карлинская структура), могла привести к вертикальной миграции и рассеиванию УВ на поверхности. Однако отмеченное выше отсутствие сквозных разрывов, «бескорневой» или, наоборот, «слепой» характер большинства нарушений не позволяют полностью принять эту версию. Слабонарушенные горизонты на уровне верхов нижнего – среднего карбона (иногда включая нижнюю пермь), содержащие слои с высокими экранирующими (глины, эвапариты) и коллекторскими (песчаники, известняки) свойствами, могли выступать в роли барьеров на пути вертикальной миграции УВ и способствовать их дальнейшему латерально-послойному перемещению (см. рис. 2, в-д). Вероятно, именно этот фактор способствовал насыщению нефтью нижекарбоновых терригенных коллекторов, образующих самый продуктивный III нефтегазоносный комплекс [Lozin, 2002].

Концентрированный рой небольших месторождений нефти располагается в бортах ККСП в области динамического влияния СК зоны, при удалении от которой рой рассеивается (рис. 7, а). Данные скопления УВ обычно связаны с рифовыми постройками, окаймлявшими ККСП в позднем девоне – раннем карбоне, а также с клиноформными терригенными шлейфами их разрушения. В роли ловушек здесь обычно выступают пологие валы и антиклинали, многие из которых образуют структуры облекания локальных рифовых массивов [Lozin, 2002].

Уникальное по запасам и площади развития Ромашкинское месторождение нефти приурочено к апикальной части Южно-Татарского свода и осложнено системой радиальных и концентрических разрывов и пологих пликтивных структур. Со стороны СК зоны оно сопровождается шлейфом небольших нефтепроявлений, маркирующих вероятные пути миграции УВ. Многоэтажное строение этого месторождения, вариации состава, сочетания залежей легких, тяжелых, высокосернистых нефтей, их микроэлементный состав указывают на то, что это месторождение формировалось полистадийно в сложных условиях перераспределения и миграции УВ. На месторождении установлены признаки восполнения запасов нефти в связи с проявлением новейшей тектонической активности [Kazantsev, Kazantseva, 2008; Mingazov et al., 2012; Sitdikova, Izotov, 1999; Turikeshev et al., 2010; Chernova et al., 2012]. С 1982 г. по 2000 г. на территории Ромашкинского месторождения зафиксировано 700 землетрясений, самое сильное из которых

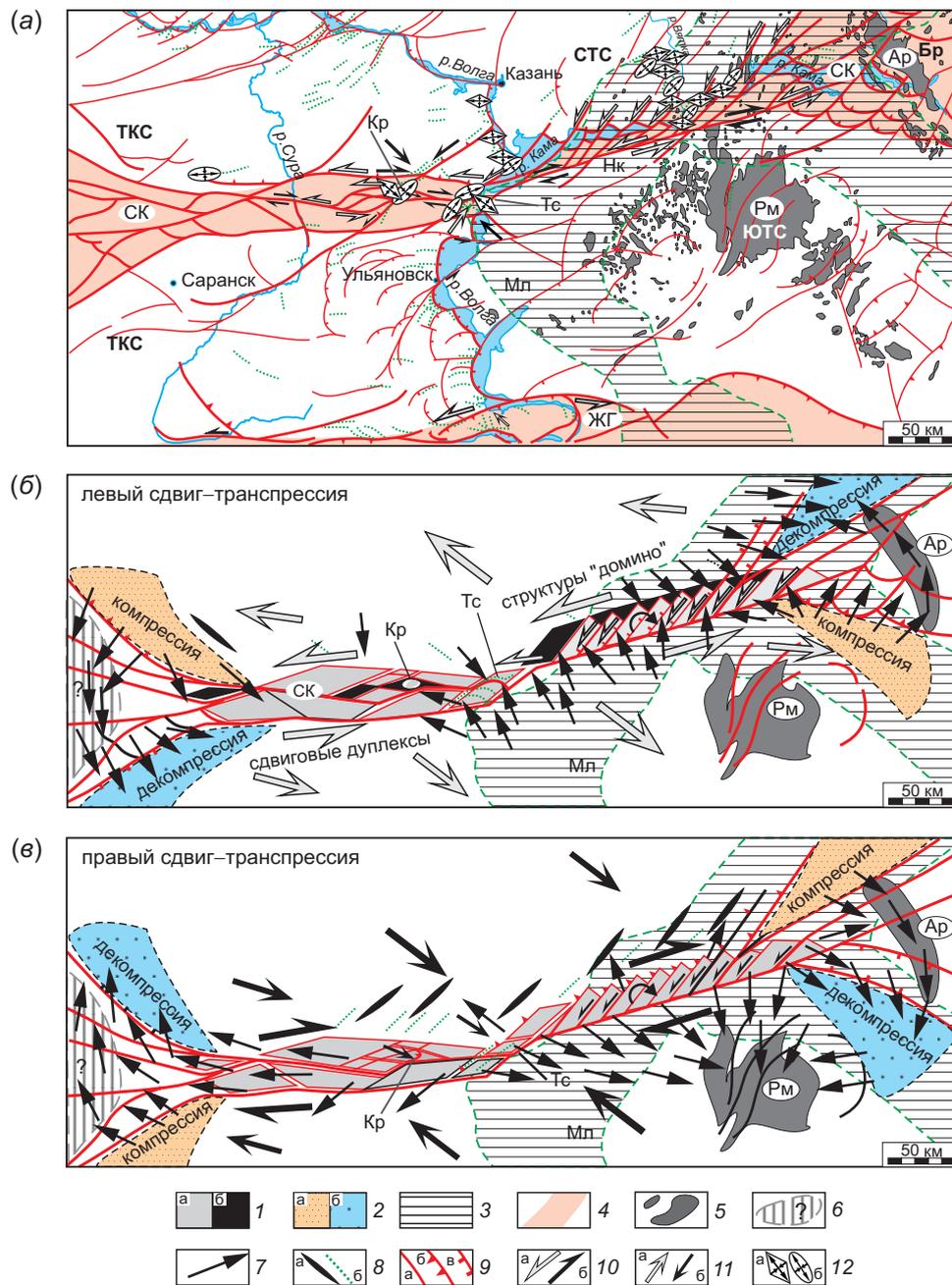


Рис. 7. Схемы строения и развития Сурско-Камской зоны сдвига: (а) – структурно-кинематическая схема; динамические обстановки: (б) – транстенсии, (в) – транспрессии.

1 – блоки (а) и депрессии (б) сдвиговой зоны; 2 – компрессионные (а) и декомпрессионные (б) области на флангах сдвиговой зоны; 3 – Камско-Кинельская система прогибов; 4 – зона сдвига; 5 – месторождения нефти; 6 – область предполагаемых скоплений УВ; 7 – направления миграции УВ; 8 – оси валов (а) и складок (б); 9 – сдвиги (а), взбросы и надвиги (б), сбросы (в); 10-11 – направления перемещений в условиях транстенсии (а) и транспрессии (б): 10 – сдвиговых, 11 – тангенциальных; 12 – оси деформаций транстенсионного (а) и транспрессионного (б) этапов. Своды: ТКС – Токмовский, СТС – Северо-Татарский, ЮТС – Южно-Татарский; депрессии: Мл – Мелекесская, Бр – Бирская седловина; зоны сдвига: СК – Сурско-Камская, ЖГ – Жигулевская; локальные структуры: Кс – Карлинская, Тс – Тетюшинская, Нк – Нижнекамская; месторождения нефти: Ар – Арланское, Рм – Ромашкинское.

Fig. 7. Schemes showing the structure and development of Sura-Kama shear zone. (а) – structural-kinematic scheme. Dynamic settings: (б) – transtension, (в) – transpression.

1 – blocks (а) and depressions (б) of the shear zone; 2 – areas of compression (а) and decompression (б) at the shear zone flanks; 3 – Kama-Kinel system of depressions; 4 – shear zone; 5 – oil fields; 6 – area of assumed hydrocarbon accumulation; 7 – hydrocarbon migration directions; 8 – axes of tectonic bars (а) and folds (б); 9 – strike-slip faults (а), reverse faults and thrusts (б), normal faults (в); 10-11 – displacement directions under transtension (а) and transpression (б): 10 – strike-slip, 11 – tangential, 12 – deformation axes for the transtension (а) and transpression (б) stages. Arcs: ТКС – Tokma, СТС – North-Tatar, ЮТС – South-Tatar; depressions: Мл – Melekess, Бр – Birsks saddle; shear zones: СК – Sura-Kama, ЖГ – Zhigulevsk; local structures: Кс – Karlinsky, Тс – Tytushi, Нк – Nizhnekamsk; oilfields: Ар – Arlan, Рм – Romashkinsky.

было в 1991 г. ($M=7$). По данным повторных нивелировок здесь установлены также нестабильные вертикальные движения: скорость подъема вблизи разломов достигает 97.5 мм/год, а опускания – 51.4 мм/год. В сравнительно короткий промежуток времени величины скоростей и направления вертикальных движений меняются. В разломах отмечены аномальные выделения аргона, радона и углекислого газа [Turikeshev et al., 2010]. Породы фундамента в области Южно-Татарского свода подвержены интенсивной деструкции: разбиты трещинами, милонитизированы, катаклазированы, разуплотнены и по отдельным зонам дробления содержат битумоиды. Анализ данных тектонитов позволил выделить два типа деструкции, периодически чередующихся во времени и пространстве: компрессионный и декомпрессионный [Leonov et al., 2018;].

Уникальное Арланское месторождение нефти, напротив, приурочено к отрицательной структуре – Бирской седловине, а по отношению к СК зоне оно расположено в растровом секторе ее восточной виргации (рис. 7, а). Здесь обособлена серия протяженных валов СЗ простирания. Арланское месторождение приурочено к одному из этих валов (Иванаевский вал), прослеженному на всем протяжении Бирской седловины в ее центральной части [Baymukhametov et al., 1997]. Вал имеет асимметричное строение: более крутое ЮЗ крыло и пологое СВ. Он образует структуру облекания гигантского Арлано-Дюртюлинского барьерного рифа, обнажающегося в ядре складки. Риф сформировался в фаменское время на восточном борту ККСП. Длина рифа достигает 110 км, ширина варьируется от 5–8 до 35 км. Для Арланского месторождения характерна комбинация многоярусных терригенных и карбонатных коллекторов. Промышленные залежи нефти приурочены к терригенным отложениям нижнекаменноугольного возраста (алексинский, тульский, бобриковский горизонты), а также к карбонатным толщам турнейского яруса и каширо-подольского горизонта московского яруса. В районе Арланского месторождения установлены вертикальные перемещения со скоростью до 80 мм/год при средней скорости 2–3 мм/год [Turikeshev et al., 2010].

6. ОБСУЖДЕНИЕ

Геолого-структурные данные показывают, что СК зона представляет собой глубинное тектоническое нарушение, участвующее в строении всех структурных этажей платформы (см. рис. 1). Отмечаются признаки полистадийного развития СК зоны – от ранних этапов формирования континентальной коры (AR-PR1) до новейшего этапа активизации [Valeev, 1978; Morozov, 2010; State Geological Map..., 2000; Kolodyazhnyi, 2015]. Рассмотренные материалы позволяют охарактеризовать герцинский и альпийский этапы развития данной зоны. Раннегерцинские структуры, развитые в слоях девона – нижнего карбона, представлены погребенными сбросами и взбросами, флексурами и грабенами, положительными и отрицательными структурами цветка, что указывает на последовательное проявление

обстановок трансенсии и транспрессии (см. рис. 2, в–д). Позднегерцинские и альпийские структуры, осложняющие отложения верхней перми центральной и восточной части СК зоны, по структурно-кинематическим признакам не различаются. В западном сегменте зоны детально охарактеризованы две стадии альпийского тектогенеза: 1) ранняя – обстановка праводвиговой транспрессии; 2) поздняя – леводвиговая трансенсия (см. рис. 7, б, в). Возрастные рубежи альпийского этапа деформаций фиксируются развитием сдвига-надвиговых структур в отложениях нижнего мела (Карлинская структура) и периодом формирования тектоноседиментационных комплексов, связанных с развитием Карлинских протрузий: миоценовых микститоподобных брекчий и раннеплиоценовых отложений компенсационной депрессии [Rudnev, 2005; Kolodyazhnyi, 2015]. В целом, динамическая эволюция СК зоны на протяжении плитного этапа развития характеризуется чередованием стадий транспрессии и трансенсии (сжатия и растяжения с элементами сдвига).

СК зона имеет неоднородное строение в вертикальном и латерально-продольном направлениях, что связано с полистадийностью и многообразием процессов структурообразования, а также со сложным градиентным полем напряжений. Западный сегмент зоны построен системой сдвиговых дуплексов, восточный – по принципу структуры «домино», на флангах зоны обособлены структуры веерообразной виргации нарушений, связанные с областями торцевого затухания сдвиговых дислокаций (рис. 7). В сегменте сдвиговых дуплексов в условиях транспрессии формировались складчатые сдвига-надвиговые структуры, а в условиях трансенсии – присдвиговые депрессии типа пулл-апарт, с которыми были связаны участки декомпрессии и внедрения тектонически дезинтегрированных и флюидонасыщенных протрузий из более нижних толщ чехла (рис. 7, б, в). Присдвиговые депрессии и декомпрессионные полости в восточной части СК формировались в торцевых частях «клавиш домино» при их сдвиговых смещениях в условиях трансенсии (рис. 7, б). В областях торцевого прерывания СК зоны ее сдвиговые смещения компенсировались веерообразными структурами сжатия и растяжения. Соответствующие этим структурам компрессионные и декомпрессионные сегменты располагались асимметрично по отношению к оси магистральной зоны, а между ними был обособлен сектор промежуточных напряжений. При кинематической инверсии СК зоны сегменты компрессии и декомпрессии менялись местами в зависимости от знака сдвиговых смещений (рис. 7, б, в). Развитие таких реверсивных компрессионных и декомпрессионных сегментов во флангах сдвигов имеет важное значение при перераспределении флюидно-газовых включений осадочных толщ.

Вертикальную неоднородность СК зоны иллюстрируют сейсмопрофили, на которых дешифрируются «слепые» погребенные и «бескорневые» приповерхностные системы нарушений, а также дисгармоничное чередование пакетов с разрывно-складчатым и горизонтально-

слоистым строением (см. рис. 2, в–д). Эти явления отчасти связаны со структурно-стратиграфическими несогласиями, которые отражают полистадийное развитие СК зоны. Структуры, развитые в слоях девона – нижнего карбона, вероятно, имеют раннегерцинский возраст, но могли быть активизированы и на более поздних этапах. Бескорневые структуры верхних уровней чехла (преимущественно верхняя пермь) связаны с позднегерцинскими и альпийскими деформациями. Для них наиболее характерны листрические разрывы, которые в разрезе выглядят как взбросо-надвиги и сбросы, а по результатам наземных исследований данные нарушения либо сопряжены со сдвигами, либо имеют сдвиговую составляющую смещений (см. рис. 2, 3, 6). Листрические разрывы выполаживаются и переходят в субслоистые срывы в слоях нижней перми, среднего и верхних уровней нижнего карбона (см. рис. 2). В целом дисгармоничное строение СК зоны в разрезе объясняется структурными несогласиями, а также проявлением сдвиговых дислокаций в фундаменте и дискретным перераспределением возникающих при этом напряжений в осадках чехла [Kolodyazhnyi, 2015]. Важное значение, вероятно, имело также воздействие сейсмических событий, которые, как известно [Gavrilov, 2017], часто способствуют развитию внутрислоевых и внутриформационных структурных преобразований: нарушению первичной осадочной структуры, появлению инъекционных тел, включая протрузии, образованию дисгармоничной складчатости и трещиноватости.

Рассмотренные материалы позволяют предложить модель формирования и последующего перераспределения УВ компонентов в связи с развитием СК зоны сдвига. Нефтегенерация УВ в основном происходила в насыщенных органическим веществом отложениях доманиковой формации позднего девона, развитой в пределах ККСП и залегающей на глубинах, благоприятных для нефтеобразования (более 2.5 км). Низкие коллекторские свойства этих пород и размещение битумоидов в запечатанных порах в обычных условиях препятствовали проявлению первичной миграции УВ. Тектоническая деструкция в пределах СК зоны и области ее динамического влияния способствовала повышению коллекторских свойств доманикитов. С наибольшей интенсивностью эти процессы происходили на этапах трансенсии, когда формировались обширные декомпрессионные объемы дезинтегрированных пород, закачивающих в себя флюиды и УВ из нефтематеринских слоев (рис. 7, б). В этих условиях СК зона насыщалась УВ компонентами, испытавшими первичную и раннюю вторичную миграцию в пределах девонских отложений. На этапах трансенсии происходит замыкание разрывов и закрытие зон деструкции, что приводит к выжиманию УВ в вертикальном и латеральном направлениях (рис. 7, в). Слабонарушенные вертикальными разрывами горизонты (верхи нижнего карбона – нижняя пермь) выступали в роли барьеров на пути вертикальной миграции УВ, что не позволило им достигнуть поверхности и рассеяться.

Выжимание происходило преимущественно в латеральном направлении вдоль слоев-коллекторов девона и нижнего – среднего карбона. При этом перемещение УВ происходило в области поднятий под влиянием гравитационного и гидродинамического факторов, а также в области относительной разгрузки и снижения геодинамического давления. Длительное воздымание и условия растяжения в сводовой части Южно-Татарского свода обусловили благоприятное сочетание этих факторов, способствовавших формированию уникального по запасам нефти Ромашкинского месторождения (рис. 7). Высокая степень деструкции пород фундамента в области этого поднятия могла привести к проявлению вторичной миграции УВ, направленной сверху вниз из осадков чехла в декомпрессионные ловушки кристаллических пород [Leonov et al., 2018]. Возможно, именно с этим процессом связано снижение качественных характеристик нефтей вверх по разрезу [Musslimov, 2007].

Несколько иной механизм формирования предполагается для Арланского месторождения, расположенного в относительно погруженных структурах Бирской седловины. Контролирующая данное скопление УВ обширная антиклиналь образует перемышку между сегментами повышенной компрессии и декомпрессии в области виргации и прерывания СК зоны. В условиях трансенсии флюидно-газовые компоненты скапливались в самой зоне и в декомпрессионном секторе, компенсирующем левосдвиговые смещения (см. рис. 7, б). Напротив, из сегмента повышенной компрессии в противоположном борту СК зоны происходило выжимание УВ в сектор относительной разгрузки и, в частности, в область антиклинальной перемышки, вдоль которой УВ могли перетекать в декомпрессионный сектор. При трансенсии компрессионные и декомпрессионные сектора поменялись местами, в соответствии с чем изменилось направление миграционного потока, в том числе и в пределах антиклинальной перемышки (рис. 7, в). Такая пульсационно-последовательная перекачка привела к удержанию и накоплению УВ в антиклинальной ловушке промежуточного сектора между компрессионными и декомпрессионными сегментами восточного фланга СК зоны. В прогнозном отношении можно полагать, что аналогичные по динамическим условиям формирования нефтеперспективные структуры могут быть обнаружены в пределах слабоизученной западной области торцевого прерывания и затухания СК зоны в области ЮЗ склона Токмовского свода. Здесь, при отсутствии доманиковых толщ, роль нефтегенерирующих пород могут играть терригенные толщи рифея Касимовского грабена (Пачелмского авлакогена), а также отложения девона и карбона Рязано-Саратовской седловины (депрессии).

7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сурско-Камская зона представляет собой глубинное тектоническое нарушение, участвующее в строении всех структурных этажей платформы. На плитном этапе эволюции данная зона обнаруживает признаки

длительного, полистадийного развития в условиях чередования стадий транспрессии и транстенсии.

Сурско-Камская зона имеет неоднородное строение в вертикальном и латерально-продольном направлениях, что обусловлено полистадийностью и многообразием процессов структурообразования, а также сложным градиентным полем напряжений. Чередование во времени и пространстве компрессионных и декомпрессионных режимов в пределах области динамического влияния СК зоны имело важное значение при перераспределении флюидно-газовых включений осадочных толщ.

Предложена модель, согласно которой на этапах транстенсии тектогенез СК зоны способствовал проявлению первичной миграции в доманиковых отложениях

верхнего девона и вторичному перераспределению УВ, а сама зона выступала в роли их концентратора в локальных декомпрессионных структурах. В условиях транспрессии при снижении коллекторских свойств разрывных структур СК зоны происходило выжимание УВ в латеральном направлении в области тектонической разгрузки, в частности в сегмент восточного торцевого прерывания данной зоны (Арланское месторождение) и в область Южно-Татарского свода (Ромашкинское месторождение).

8. БЛАГОДАРНОСТИ

Работа выполнена при финансовой поддержке программы Президиума РАН № 8 (руководитель академик Н.С. Бортников) и РФФИ (проект № 18-05-00485).

8. ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

Bakirov A.A., Tabasaranskiy Z.A., Bordovskay M.V., Mal'tsev A.K., 1982. Geology and Geochemistry of Oil and Gas. Nedra, Moscow, 288 p. (in Russian) [Бакиров А.А., Табасаранский З.А., Бордовская М.В., Мальцева А.К. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Недра, 1982. 288 с.].

Baymukhametov K.S., Gainullin K.H., Syrtlanov A.S., Timashev E.M., 1997. Geological Structure and Development of Arlan Oil Field. RITS ANK Bashneft, Ufa, 366 p. (in Russian) [Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш., Тимашев Э.М. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения. Уфа: РИЦ АНК Башнефть, 1997. 366 с.].

Bazhenova O.K., Burlin Y.K., Sokolov B.A., Khain V.E., 2004. Geology and Geochemistry of Oil and Gas. Moscow State University Publishing House, Moscow, 415 p. (in Russian) [Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 2004. 415 с.].

Bogdanova S.V., 1986. The Crust of the Russian Plate in the Early Precambrian (on the Example of the Volga-Ural Segment). Nauka, Moscow, 224 p. (in Russian) [Богданова С.В. Земная кора Русской плиты в раннем докембрии (на примере Волго-Уральского сегмента). М.: Наука, 1986. 224 с.].

Bulgakov V.Yu., Salikhova T.S., Agafonov S.G., 2008. Results of the first seismic surveys of the water areas of the Kuibyshev reservoir. Georesources (4), 46–46 (in Russian) [Булгаков В.Ю., Салихова Т.С., Агафонов С.Г. Результаты первых сейсморазведочных исследований акваториальных частей Куйбышевского водохранилища // Георесурсы. 2008. № 4. С. 46–48].

Burster M.S., Bizyaev A.D., 1969. Formation and Distribution of Oil and Gas in the Platform Environment. Nedra, Moscow, 344 p. (in Russian) [Бурштар М.С., Бизнигаев А.Д. Образование и размещение залежей нефти и газа в платформенных условиях. М.: Недра, 1969. 344 с.].

Chepikov K.R. (Ed.), 1967. Geology of the USSR. Volume XI. Volga and Kama. Part 1. Geological Description. Nedra, Moscow, 872 p. (in Russian) [Геология СССР. Том XI. Поволжье и Прикамье. Ч. 1. Геологическое описание / Ред. К.Р. Чепиков. М.: Недра, 1967. 872 с.].

Chernova I.Yu., Nugmanov I.I., Luneva O.V., Dautov A.N., Chernova O.S., 2012. Monitoring of earth surface displacements in the South-East of the Republic of Tatarstan, according to space radar surveys. Proceedings of the Samara Scientific Center of Russian Academy of Sciences 14 (1), 2458–2464 (in Russian) [Чернова И.Ю., Нугманов И.И., Лунева О.В., Даутов А.Н., Чернова О.С. Мониторинг смещений земной поверхности на территории юго-востока Республики Татарстан по данным космических радарных съемок // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2012. Т. 14. № 1. С. 2458–2464].

Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Guriy A.G., Gumarov R.K., Ekimenko V.A., Tarasov E.A., 2006. Cliniform bodies in the Paleozoic carbonate strata of the Kama-Kinel deflection system – a new type of oil prospecting facilities in Western Tatarstan. Geology of Oil and Gas (1), 18–24 (in Russian) [Фортулатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Гумаров Р.К., Екименко В.А., Тарасов Е.А. Клиноформные тела в палеозойских карбонатных толщах Камско-Кинельской системы прогибов – новый тип поисковых нефтяных объектов в Западном Татарстане // Геология нефти и газа. 2006. № 1. С. 18–24].

Gavrilov Y.O., 2017. Reflection of seismic paleoevents in Mesozoic–Cenozoic terrigenous sequences of the northern Caucasus. Lithology and Mineral Resources 52 (1), 1–19. <https://doi.org/10.1134/s0024490217010035>.

Kazantsev Yu.V., Kazantseva T.T., 2001. Structural Geology of the South-East of the East European Platform. Gilem, Ufa, 234 p. (in Russian) [Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Структурная геология юго-востока Восточно-Европейской платформы. Уфа: Гилем, 2001. 234 с.].

Kazantsev Yu.V., Kazantseva T.T., 2003. The main features of the structure of the South-East of the East European platform. Georesources (2), 28–31 (in Russian) [Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Главные особенности строения юго-востока Восточно-Европейской платформы // Георесурсы. 2003. № 2. С. 28–31].

Kazantsev Yu.V., Kazantseva T.T., 2008. Modern geodynamics and oil accumulation. Geology (12), 76–83 (in Russian) [Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Современная геодинамика и нефтенакпление // Геология. 2008. № 12. С. 76–83].

Kheraskova T.N., Volozh Y.A., Antipov M.P., Bykadorov V.A., Sapozhnikov R.B., 2015. Correlation of Late Precambrian and Paleozoic events in the East European platform and the adjacent paleoceanic domains. *Geotectonics* 49 (1), 27–52. <https://doi.org/10.1134/s0016852115010021>.

Kolodyazhnyi S.Yu., 2006. Structural and Kinematic Evolution of the South-Eastern Part of the Baltic Shield in the Paleoproterozoic. GEOS, Moscow, 332 p. (in Russian) [Колодяжний С.Ю. Структурно-кинематическая эволюция юго-восточной части Балтийского щита в палеопротерозое. М.: ГЕОС, 2006. 332 с.].

Kolodyazhnyi S.Yu., 2014. Structural assemblies of the Vladimir-Vyatka dislocation zone and the position of the Puchezh-Katunki crater, East European Platform. *Geotectonics* 48 (2), 104–121. <https://doi.org/10.1134/S0016852114020046>.

Kolodyazhnyi S.Yu., 2015. Structure and evolution of the Sura-Kama strike slip zone in the Cenozoic (the Volga-Ural antecline of the East European Platform). *Geotectonics* 49 (4), 269–290. <https://doi.org/10.1134/s0016852115040044>.

Kolodyazhnyi S.Y., 2018. Long-lived structural ensembles of the East European platform. Article 3. Tectonics of the sedimentary cover. *Proceedings of Higher Schools. Geology and Exploration* (4), 5–16 (in Russian) [Колодяжний С.Ю. Долгоживущие структурные ансамбли Восточно-Европейской платформы. Статья 3. Тектоника плитного чехла // Известия вузов. Геология и разведка. 2018. № 4. С. 5–16.]. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2018-4-5-16>.

Kopp A.V., Mkrtychyan O.M. (Eds), 1990. Formation and Petroleum Potential of the Domanic Formations. Nauka, Moscow, 79 p. (in Russian) [Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций / Ред. А.В. Копп, О.М. Мкртчян. М.: Наука, 1990. 79 с.].

Kopp M.L., 2005. Mobilistic Neotectonics of Platforms of South-Eastern Europe. Nauka, Moscow, 340 p. (in Russian) [Копп М.Л. Мобилистическая неотектоника платформ Юго-Восточной Европы. М.: Наука, 2005. 340 с.].

Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Zhiltsova A.A., 2011. Problems of oil-prospecting geochemistry and the generalizing scheme of migration of hydrocarbon fluids. *Izvestiya Tomsky Polytechnic University* 318 (1), 116–122 (in Russian) [Коржов Ю.В., Исаев В.И., Жильцова А.А. Проблемы нефтепоисковой геохимии и обобщающая схема миграции углеводородных флюидов // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 318. № 1. С. 116–122].

Lastochkin A.N., 1974. Neotectonic Movements and Location of Oil and Gas Deposits. Nedra, Leningrad, 68 p. (in Russian) [Ласточкин А.Н. Неотектонические движения и размещение залежей нефти и газа. Л.: Недра, 1974. 68 с.].

Leonov M.G., Przyjalkowski E.S., Lavrushina E.V., 2018. Granites. Postmagmatic Tectonics and Hydrocarbon Potential. GEOS, Moscow, 331 p. (in Russian) [Леонов М.Г., Пржижковский Е.С., Лаврушина Е.В. Граниты. Постмагматическая тектоника и углеводородный потенциал. М.: ГЕОС, 2018. 331 с.].

Lozin E.V., 2002. Deep structure and oil and gas potential of the Volga-Ural region and adjacent territories. *Litosfera*

(Lithosphere) (3), 46–68 (in Russian) [Лозин Е.В. Глубинное строение и нефтегазоносность Волго-Уральской области и смежных территорий // Литосфера. 2002. № 3. С. 46–68].

Marrett R.A., Allmendinger R.W., 1990. Kinematic analysis of fault-slip data. *Journal of Structural Geology* 12 (8), 973–986. [https://doi.org/10.1016/0191-8141\(90\)90093-E](https://doi.org/10.1016/0191-8141(90)90093-E).

Masaitis V.L., Danilin A.N., Karpov G.M., Raikhlin A.I., 1976. Karlin, Obolon and Rotmistrovsky impact structure in the European part of the USSR. *Doklady AN SSSR* 230 (1), 174–177 (in Russian) [Масайтис В.Л., Данилин А.Н., Карпов Г.М., Райхлин А.И. Карлинская, Оболонская и Ротмистровская астроблемы в европейской части СССР // Доклады АН СССР. 1976. Т. 230. № 1. С. 174–177.].

Mingazov M.N., Strizhenok A.A., Mingazov B.M., 2012. Neotectonic aspects of deep degassing of geostructures of Tatarstan. *Georesources* (5), 51–55 (in Russian) [Мингазов М.Н., Стриженок А.А., Мингазов Б.М. Неотектонические аспекты глубинной дегазации геоструктур Татарстана // Георесурсы. 2012. № 5. С. 51–55].

Morozov A.F. (Ed.), 2010. Deep Structure, Evolution and Minerals of the Early Precambrian Basement of the East European Platform: Interpretation of Materials for a Reference Profile 1-EB, Profiles 4B and TATSES. Vol. 1. GEOKART, GEOS, Moscow, 408 p. (in Russian) [Глубинное строение, эволюция и полезные ископаемые раннедокембрийского фундамента Восточно-Европейской платформы: Интерпретация материалов по опорному профилю 1-EB, профилям 4B и ТАТСЕЙС. Т. 1 / Ред. А.Ф. Морозов. М.: ГЕОКАРТ, ГЕОС, 2010. 408 с.].

Morozov V.N., Kagan A.I., Kolesnikov I.Yu., Tatarinov V.N., 2012. Prediction of hydrocarbon localization in gradient fields of tectonic stresses. *Oil and Gas Exposition* (5), 57–60 (in Russian) [Морозов В.Н., Каган А.И., Колесников И.Ю., Татаринов В.Н. Прогнозирования мест локализации углеводородов в градиентных полях тектонических напряжений // Экспозиция Нефть Газ. 2012. № 5. С. 57–60].

Muslimov R.H. (Ed.), 2007. Oil and Gas Potential of the Republic of Tatarstan. *Geology and Development of Oil Fields*. Vol. 1. Fen Publishing House, Academy of Sciences of RT, Kazan, 316 p. (in Russian) [Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / Ред. Р.Х. Муслимов. Т. 1. Казань: Изд-во «Фэн», Академия наук РТ, 2007. 316 с.].

Neruchev S.G., Rogozina E.A., Zelichenko I.A., 1986. Oil and Gas Formation in Deposits of Domanic Type. Nedra, Leningrad, 247 p. (in Russian) [Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Зеличенко И.А. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. Л.: Недра, 1986. 247 с.].

Rudnev M.L., 2005. Features of the structure of the Karlin Structure. *Exploration and protection of mineral resources* (8), 6–10 (in Russian) [Руднев М.Л. Особенности строения Карлинской структуры // Разведка и охрана недр. 2005. № 8. С. 6–10].

Shargorodsky I.E., Lieberman V.B., Kazakov E.R., Zinatova M.F., Girina I.N., Ziganshin A.A., 2004. Preparation of a tectonic scheme of the central regions of the Volga Federal district. *Georesources* (1), 12–16 (in Russian) [Шаргородский И.Е., Либерман В.Б., Казаков Э.Р., Зинатова М.Ф.,

Гирина И.Н., Зиганшин А.А. Составление тектонической схемы центральных районов Приволжского федерального округа // Георесурсы. 2004. № 1. С. 12–16].

Sidorov V.A., Bagdasarova M.V., Atanesyan S.V., 1989. Recent Geodynamics and Petroleum Potential. Nauka, Moscow, 200 p. (in Russian) [Сидоров В.А., Багдасарова М.В., Атанасян С.В. Современная геодинамика и нефтегазоносность. М.: Наука, 1989. 200 с.].

Sitdikova L.M., Izotov V.G., 1999. Zones of destruction of the crystal base as potential reservoirs of hydrocarbons of great depths. Georesources (1), 28–34 (in Russian) [Ситдикова Л.М., Изотов В.Г. Зоны деструкции кристаллического фундамента как потенциальные коллектора углеводородов больших глубин // Георесурсы. 1999. № 1. С. 28–34].

State Geological Map of the Russian Federation, 2000. Scale 1:1000000 (N. S.). Sheet N-38 (39). Samara. Explanatory Note. VSEGEI, Saint Petersburg, 402 p. (in Russian) [Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (Н. С.). Лист N-38 (39). Самара. Объяснительная записка. СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. 402 с.].

Stepanov V.P., Pavlova L.P., Abdullin N.G., 1990. Tectonic structure and oil potential of Olminskogo shaft. Geology of Oil and Gas (4), 14–17 (in Russian) [Степанов В.П., Павлова Л.П., Абдуллин Н.Г. Тектоническое строение и перспективы нефтеносности Улеминского вала // Геология нефти и газа. 1990. № 4. С. 14–17].

Trofimov V.A., 2006. Deep CMP seismic surveying along the Tatseis-2003 geotraverse across the Volga-Ural petroliferous province. Geotectonics 40 (4), 249–262. <https://doi.org/10.1134/S0016852106040017>.

Trofimuk A.A., Neruchev S.G. (Eds), 1976. Generation of Hydrocarbons During Sediment Lithogenesis. Nauka, Novosibirsk, 200 p. (in Russian) [Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков / Ред. А.А. Трофимук, С.Г. Неручев. Новосибирск: Наука, 1976. 200 с.].

Turikeshv G.T., Kamalov V.G., Klysov I.W., 2010. On geodynamic processes on the Eastern edge of the East European platform. In: Geology, minerals and problems Geocology of Bashkortostan, the Urals and adjacent territories. Proceedings of the VIII Interregional geological conference. Ufa, p. 86–89 (in Russian) [Турикешев Г.Т., Камалов В.Г., Клысов У.И. О геодинамических процессах на восточной окраине Восточно-Европейской платформы // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий: Материалы VIII Межрегиональной геологической конференции. Уфа, 2010. С. 86–89].

Valeev R.N., 1978. The Aulacogens of the East European Platform. Nedra, Moscow, 152 p. (in Russian) [Валеев Р.Н. Авлакогены Восточно-Европейской платформы. М.: Недра, 1978. 152 с.].

Yudovich Y.E., Ketris M.P., 1988. Geochemistry of Black Shale. Nauka, Leningrad, 272 p. (in Russian) [Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Геохимия черных сланцев. Л.: Наука, 1988. 272 с.].

Zaidelson M.I. (Ed.), 1973. Regularities of Location and Conditions of Formation of Oil and Gas Deposits of the Volga-Ural Region. Vol. 5. Kuibyshev Volga Region. Nedra, Moscow, 293 p. (in Russian) [Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Том 5. Куйбышевское Поволжье / Ред. М.И. Зайдельсон. М.: Недра, 1973. 293 с.].

SERGEY. YU. KOLODYAZHNY

Doctor of Geology and Mineralogy, Chief Researcher
Geological Institute of RAS
7 Pyzhevsky Ln, Moscow 119017, Russia
e-mail: kolod63@mail.ru
ORCID: [0000-0001-8676-4973](https://orcid.org/0000-0001-8676-4973)

ALEKSEY. I. NEKRASOV

Doctor of Geology and Mineralogy, Chief Geologist
VostokCoal Management Company
Bldg 100, "Residence on Rublevka" Business Center,
Usovo 143084, Odinstovsky District, Moscow Region,
Russia
e-mail: anekrasov@vostok-coal.ru

СЕРГЕЙ ЮРЬЕВИЧ КОЛОДЯЖНЫЙ

докт. геол.-мин. наук, г.н.с
Геологический институт РАН
119017, Москва, Пыжевский пер., 7, Россия

АЛЕКСЕЙ ИВАНОВИЧ НЕКРАСОВ

докт. геол.-мин. наук, главный геолог
УК «ВостокУголь»
143084, Московская обл., Одинцовский р-н., с. Усово,
стр. 100, Деловой центр «Резиденция на Рублевке»,
Россия