

УДК 551.83 (553.98)

DOI 10.31087/0016-7894-2023-2-71-84

## Анализ коллекторских свойств пород эмско-тиманского нефтегазоносного комплекса на территории Камского Предуралья в связи с нефтегазоносностью

© 2023 г. | Т.В. Савинова

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПнефть», Пермь, Россия; tatyana.savinoва@pnn.lukoil.com

Поступила 15.12.2022 г.

Доработана 16.03.2023 г.

Принята к печати 17.03.2023 г.

**Ключевые слова:** литофациальный анализ; коллектор; палеогеографическая обстановка; флюидоупор; перспективы нефтегазоносности; эмско-тиманский терригенный комплекс.

**Аннотация:** На основе литофациального анализа прослежены палеогеографические обстановки и условия осадконакопления такатинско-тиманского этапа развития территории Камского Предуралья. Отражены особенности осадконакопления в Краснокамско-Чусовской палеовпадине, играющей ведущую роль в формировании потенциала нефтематеринского комплекса. По результатам литофациального анализа установлено, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают песчаные тела прибрежно-морского генезиса, относящиеся к зоне низменной приморской дельтовой равнины. Оценка коллекторских свойств пашийских и тиманских отложений выполнена на основе построенных карт эффективных мощностей, песчаности и расчлененности разреза, а также качества коллекторов и мощности регионального тиманско-саргаевского флюидоупора. Установлено, что пашийские отложения характеризуются как преимущественно среднеемкие, среднепроницаемые коллекторы, а тиманские — как низкоемкие, низкопроницаемые. Лучшими коллекторскими свойствами в изученной части разреза обладают мелко- и среднезернистые песчаники, крупнозернистые алевролиты Пермского свода и Верхнекамской впадины, где пористость изменяется от 12 до 24 %, проницаемость достигает 1530 фм<sup>2</sup> (среднее значение 350 фм<sup>2</sup>). Выделены зоны, представляющие максимальный нефтепоисковый интерес. По результатам структурного и литолого-фациального анализов составлена палеотектоническая схема эмско-тиманского структурного яруса как основа нефтегазогеологического районирования и планирования дальнейших направлений геолого-разведочных работ. Основные перспективы нефтегазоносности эмско-тиманского терригенного комплекса связаны с восточной частью Верхнекамской впадины, Пермским сводом и Висимской моноклиналью.

Для цитирования: Савинова Т.В. Анализ коллекторских свойств пород эмско-тиманского нефтегазоносного комплекса на территории Камского Предуралья в связи с нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. – 2023. – № 2. – С. 71–84. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-71-84.

## Analysis of rock reservoir properties in the context of petroleum potential: Emsian-Timanian Play in the Kama territory of the western Urals piedmont

© 2023 | T.V. Savinova

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPneft Branch, Perm, Russia; tatyana.savinoва@pnn.lukoil.com

Received 15.12.2022

Revised 16.03.2023

Accepted for publication 17.03.2023

**Key words:** lithofacies analysis; reservoir; gross depositional environment; impermeable bed; petroleum potential; Emsian-Timanian terrigenous sequence.

**Abstract:** Based on lithofacies analysis, the authors have traced back gross depositional environments and settings for the Takatinsky-Timansky stage of the evolution in the Kama territory of the western Urals piedmont. They demonstrate the features of sedimentation in the Krasnokamsky-Chusovsky paleodepression that plays a leading role in building the potential of source rock sequence. The results of the lithofacies analysis allowed founding that sand bodies of coastal-marine genesis belonging to the zone of the seaside lowland delta plain have the better reservoir properties. Evaluation of reservoir properties of the Pashiisky and Timansky deposits is conducted on the basis of net thickness and net-to-gross maps, as well as section differentiation, reservoir quality, and thickness of the Timansky-Sargaevsky regional impermeable bed. It was found that the Pashiisky deposits are described as mainly medium-capacity medium-permeable reservoirs, while the Timansky — as low-capacity and low-permeable. Fine- and medium-grained sandstone, coarse-grained siltstone in the Permian Arch have the best reservoir properties in the studied interval of the section, where porosity ranges from 12 to 24 %, and permeability reaches 1530 mD (with the mean of 350 mD). The authors delineated zones of maximum interest in the context of petroleum exploration. Resulting from structural and lithofacies analyses, the paleotectonic scheme of the Emsian-Timanian structural stage was created that is the basis of geopetroleum zoning and planning of further trends of exploration

and prospecting activities. Main petroleum potential of the Emsian-Timanian terrigenous sequence are associated with the eastern part of the Verkhnekamsky depression, Permian arch, and Visimsky monocline.

For citation: Savinova T.V. Analysis of rock reservoir properties in the context of petroleum potential: Emsian-Timanian Play in the Kama territory of the western Urals piedmont. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(2):71–84. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-71-84. In Russ.

### Стратиграфический разрез эмско-тиманского комплекса

Анализ коллекторских свойств отложений эмско-тиманского терригенного комплекса выполнен на основе данных Государственного баланса запасов УВ Пермского края (на 01.01.2021 г.), результатов лабораторно-аналитических исследований филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» и АО «КамНИИКИГС», а также материалов научно-исследовательских и производственных работ, проведенных на территории Пермского Прикамья.

Стратиграфический разрез приведен на основании [1, 2], где комплекс представлен 3 ярусами, объединяющими 12 горизонтов (рис. 1). Согласно [2], нижняя часть тиманского горизонта вошла в состав живетского яруса, а верхняя рассматривается в объеме франского яруса. Кроме того, стратиграфический объем тиманского горизонта (платформенной части) меньше кыновского (Урал) на одну палинологическую зону, которая включена в объем пашийского горизонта. Таким образом, и продуктивный пласт, который относился к основанию кыновского горизонта ( $D_{0-2}$ ), теперь выделяется как верхнепашийский.

### Палеогеография такатинско-тиманского времени развития региона

Палеогеографическая обстановка начала эмского времени диктовалась предшествовавшим длительным кембрий-силурийским этапом континентального развития, в течение которого рельеф суши Пермского Прикамья существенно нивелировался. Временной период эмско-тиманского этапа развития территории насчитывает 24,9 млн лет (407,6–382,7 млн лет) и характеризуется неоднократной сменой трансгрессивно-регрессивных циклов и фациальных обстановок. Существовавший в раннедевонскую эпоху (эмский век) единый континент под воздействием тектонических колебаний и наступления с востока Уральского палеоокеана разделился Краснокамско-Чусовским прогибом на Гайнинско-Чердынское с севера и Красноуфимское с юга палеоподнятия<sup>1</sup>. Соответственно, в Краснокамско-Чусовском прогибе шло основное накопление осадочной толщи в условиях начавшейся трансгрессии Уральского моря (рис. 2). В такатинское время этот морской бассейн был довольно мелководным, и, ввиду отсутствия морской фауны, его можно сравнить с прибрежной лагуной, соединяющейся на востоке с открытым морем.

<sup>1</sup>Цырлина В.Б. Стратиграфия, петрография, фашии и перспективы нефтеносности девонских отложений бассейна р. Чусовой, Прикамья и северной части Уфимского плато: отчет. – Л.: Фонды ВНИГРИ, 1953.

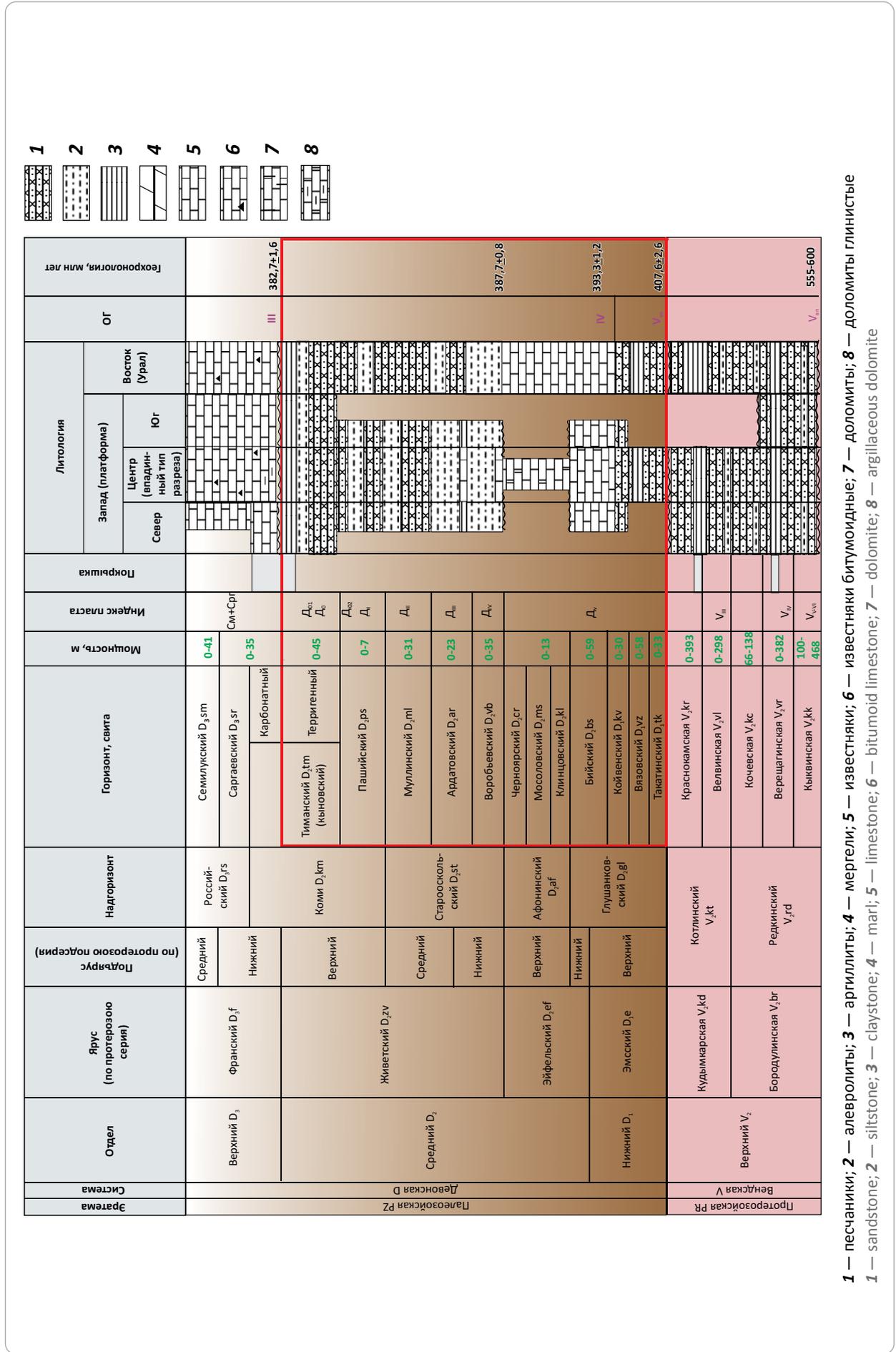
С окружающих лагуну поднятий речными потоками сносился обломочный несортированный материал, нередко пестроокрашенный. Отложившиеся породы отличаются кривой слоистостью. С вязовского времени в прогибе начинает формироваться нормально-морской мелководный бассейн. В прибрежных зонах прогиба преобладает накопление обломочного материала, приносимого с приподнятых участков суши. Граница между такатинским и вязовским горизонтами в таких разрезах установлена палинологически по смене комплекса спор [3]. Вязовские отложения имеют более широкое распространение и присутствуют в центральной части Краснокамско-Чусовской впадины, на северо-востоке — на Искорской, Исаневской и других площадях.

В северо-западной части Пермского края в эмский век продолжает существовать низменная суша, более приподнятая в районе Коми-Пермяцкого палеосвода (гайнинская часть), которая сохраняет свои границы на протяжении ранне- и среднедевонской эпох развития и позднее. В койвенское время обстановка в целом сохраняется, но в осевой зоне прогиба фиксируются мелководно-морские условия, где накапливались преимущественно карбонатные осадки с определяющим комплексом остракод, криноидей, брахиопод. В бийское время уже большая часть прогиба занята мелководным морем с богатым органическим миром кораллов, строматопор, брахиопод, криноидей и др. В условиях усиливающейся трансгрессии Уральского моря терригенные осадки в центральной части Краснокамско-Чусовской впадины сменяются на терригенно-карбонатные и карбонатные. Так, в скв. Старцевская в нижней терригенной части пород бийского возраста установлены споры, а выше по разрезу — уже типичные для этого времени брахиоподы, трилобиты и остракоды. Здесь же в разрезе присутствуют карбонатные отложения афонинского надгоризонта, соответствующего клинцовскому, мосоловскому и черныярскому временным интервалам. Для этого времени типичен максимум регрессии моря и преобладание суши, поэтому афонинские отложения сохранились как реликты морского бассейна и характеризуются повышенной соленостью.

Очередной трансгрессивный этап развития территории начинается в воробьевское время, где широкое развитие получили прибрежно-морские фашии, представленные песчано-алевритовыми осадками. Связаны они с авандельтами, отмелями и донными течениями, а также с переотложенными продуктами коры выветривания, приносимыми с ближайших суши.

В ардатовское время, после непродолжительного перерыва, наступила новая волна трансгрессии

**Рис. 1.** Сводный стратиграфический разрез эмско-тиманского нефтегазоносного комплекса на территории Пермского края  
**Fig. 1.** Composite generalized stratigraphic column of the Emsian-Timanian Play in the territory of the Perm Krai

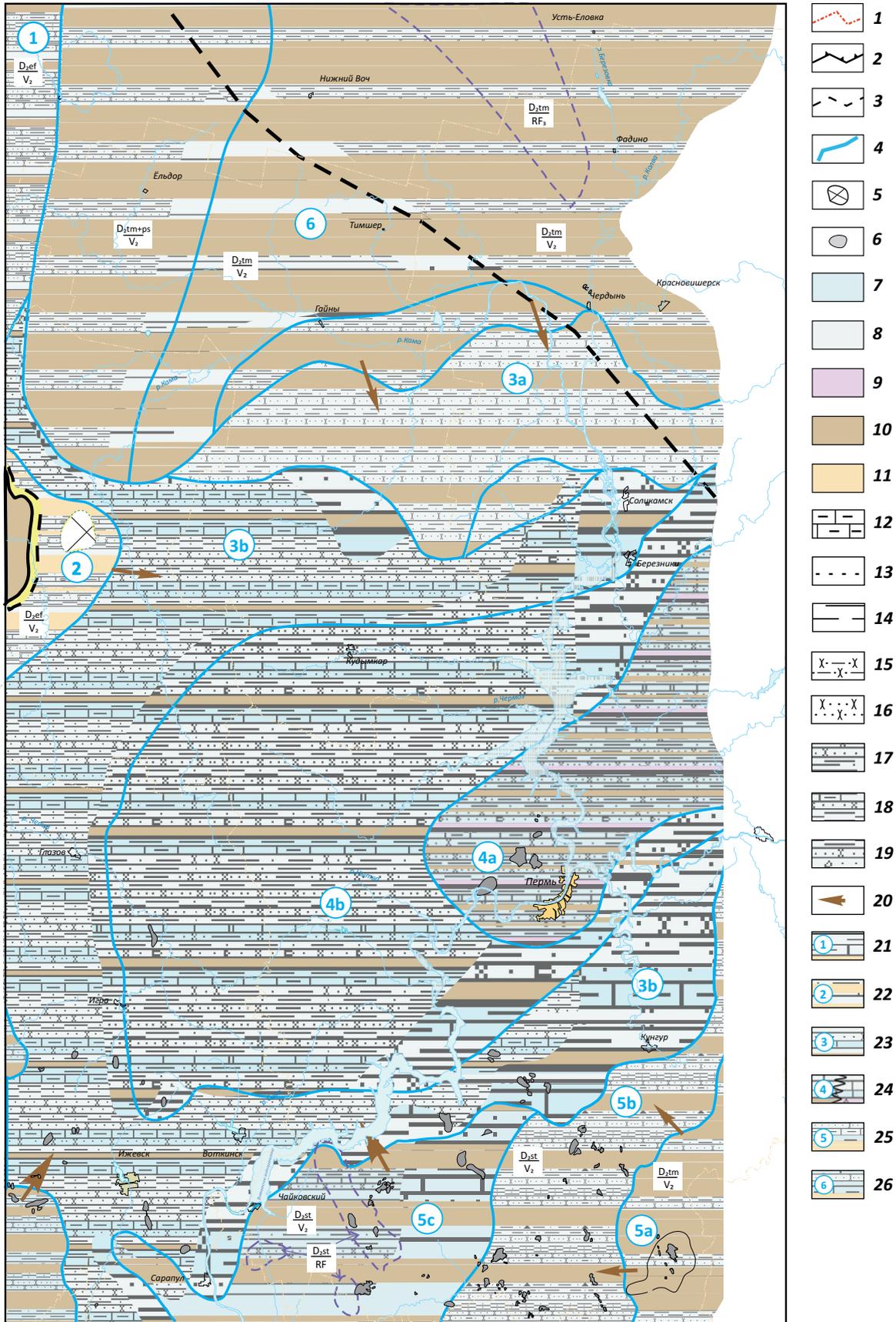


1 — песчаники; 2 — алевролиты; 3 — аргиллиты; 4 — мергели; 5 — известняки; 6 — известняки битумоидные; 7 — доломиты; 8 — доломиты глинистые  
 1 — sandstone; 2 — siltstone; 3 — claystone; 4 — marl; 5 — limestone; 6 — bitumoid limestone; 7 — dolomite; 8 — argillaceous dolomite



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Литолого-палеогеографическая схема эмсско-тиманского времени  
 Fig. 2. Scheme of lithology and paleogeography of the Emsian-Timanian time



Усл. обозначения к рис. 2

Legend for Fig. 2

**Границы (1–4):** 1 — административные, 2 — тектонических элементов I порядка, 3 — Чердыннской шовной зоны, 4 — фациальных зон; 5 — зона отсутствия отложений; 6 — месторождения нефти в комплексе; **фациальные обстановки (7–11):** 7 — морская мелководная, 8 — прибрежно-морская, 9 — опресненная лагуна, 10 — суша относительно высокая, 11 — суша островная низменная; 12 — известняки глинистые; 13 — алевролиты; 14 — аргиллиты; 15 — песчаники глинистые; 16 — песчаники; **состав толщи пород девонского терригенного комплекса (17–19):** 17 —  $D_{2ps-tm}$ , 18 —  $D_{2vr-ml}$ , 19 —  $D_{1e-D_{2ef}}$ ; 20 — направление сноса материалов; **зона (21–25):** 21 — активное прогибания и интенсивного накопления мощной песчано-алевритовой толщи (с включением грубообломочных пород, прослоев угля, растительных остатков) в прибрежно-морской обстановке; в эмсский век — континентальная суша; в позднегиманское время — морская обстановка с накоплением аргиллитовой толщи, местами морских карбонатных осадков, 22 — низменной островной суши, периодически заливаемой морем; осадконакопление в прибрежно-морской (в раннегиманское время — в мелководной) обстановке; в эмсский век — континентальная обстановка; осушение морского бассейна в воробьевско-муллинское время, 23 — склонов Краснокамско-Чусовской впадины, характеризующаяся развитием обстановок осадконакопления от прибрежно- до мелководно-морской и до полного осушения морского бассейна в предардатовское время (подзона 3a); подзона 3b — с часто меняющимся режимом морского бассейна: от мелководно-морского (эйфельский, франкийский века) до полного осушения участками в воробьевско-ардатовское время, 24 — Краснокамско-Чусовской впадины; в такатинское время в восточной части осевой зоны (подзона 4a) — обстановка опресненной лагуны (фации заливно-лагунного побережья) и ее локальное осушение в воробьевское и пашийское время; в западной (подзона 4b) — участками континентальная (выпадение из разреза отдельных горизонтов эмского яруса) и прибрежно-морская обстановка; в позднекоивинско-бийское время — мелководно-морская обстановка (фауна табулята, криноидей, брахиопод, водорослей), в старооскольское время — прибрежно-морская, в позднегиманское (местами и в позднепашийское) — обстановка мелкого моря, 25 — южного и юго-восточного обрамления Краснокамско-Чусовской впадины с континентальной обстановкой в эмсский, эйфельский века (подзона 5b), участками осушения бассейна в воробьевское (подзона 5c) и морской обстановкой — в ардатовско-муллинское (местами и в позднегиманское) время; подзона 5a — дотиманская суша; 26 — Гайнинско-Чердынская дотиманская (местами допашийская) суша, сложенная смятыми в складки терригенными и карбонатными породами верхнего рифея, юго-западнее — платформенными отложениями верхне-го венда, на которой трансгрессивно залегают терригенные и карбонатные отложения пашийско-тиманского возраста

**Boundaries (1–4):** 1 — administrative, 2 — 1-st order tectonic elements, 3 — Cherdynsky suture zone, 4 — facies zone; 5 — zone of the deposits absence; 6 — oil fields in the sequence; **facies environments (7–11):** 7 — shallow marine, 8 — coastal marine, 9 — fresh-water lagoon, 10 — relatively high land, 11 — low-lying island terrain; 12 — argillaceous limestone; 13 — siltstone; 14 — claystone; 15 — argillaceous sandstone; 16 — sandstone; **composition of the Devonian terrigenous rock association (17–19):** 17 —  $D_{2ps-tm}$ , 18 —  $D_{2vr-ml}$ , 19 —  $D_{1e-D_{2ef}}$ ; 20 — direction of material transportation; **zone (21–25):** 21 — active subsidence and intensive accumulation of thick silty sandstone series (with rudaceous rocks, clay members, and plant remains embedded) in the coastal-marine environment; in the Emsian Stage — continental terrain; in the Later Timanian time — marine environment with deposition of claystone, and locally — marine carbonate sediments, 22 — low-lying island terrain from time to time flooded by sea; sedimentation in the coastal-marine (in the Early Timanian time — in the shallow-marine) environment; in the Emsian Stage — continental environment; drying out the marine basin in the Vorobyovian-Mullinsky time, 23 — slopes of Krasnokamsky-Chusovsky depression with depositional environments from coastal- to shallow-marine and up to complete drying out of the marine basin in the pre-Ardatovian time (3a subzone); 3b subzone — with a frequently changing regime of marine basin: from shallow-marine (Eifelian, Frasnian Stage) up to partial drying out in the Vorobyovian, Ardatovian time, 24 — Krasnokamsky-Chusovsky depression; in the Takatinsky time in the eastern part of the axial zone (4a subzone) — environment of fresh-water lagoon (facies of the gulf-lagoon coast) and its local drying out in the Vorobyovian and Pashiisky time; in the western part (4b subzone) — somewhere continental (falling certain Emsian horizons out of the column) and coastal-marine environments; in the Later Koivinsky-Biisky time — shallow-marine environment (tabulata, crinoids, brachiopods, algae fauna), in the Starooskolsky time — coastal-marine, in the Later Timanian (and locally in the Later Pashiisky) — shallow-marine environment, 25 — southern and south-eastern neighbourhood of the Krasnokamsky-Chusovsky depression with continental environment in the Emsian, Eifelian stages (5b subzone), and local areas of drying out in the Vorobyovian time (5c subzone) and marine environment — in the Ardatovskiy-Mullinsky time (locally in the Later Timanian time as well); 5a subzone — pre-Timanian terrain; 26 — Gaininsky-Cherdynsky pre-Timanian (locally pre-Pashiisky) terrain composed of the folded Upper Riphean terrigenous and carbonate rocks, to the south-west — Upper Vendian platform-type deposits with terrigenous and carbonate Pashiisky-Timanian series transgressively overlying them

Уральского моря. Осадки интенсивно поступали с Башкирско-Красноуфимской, Северо-Татарской и частично — с Гайнинско-Чердынской суши. Происходит дальнейшее погружение Краснокамско-Чусовской впадины, начавшееся в эйфельский век. Аналогичные процессы отмечены и в муллинское время. В прибрежно-морских условиях формируются осадки муллинского седиментационного цикла с образованием песчаноалевритовых пачек пласта Д<sub>ц</sub>. В области суши происходят непрерывные процессы механического выветривания. Накопление песчано-алевритового материала контролировалось неровностями рельефа морского дна и режимом колебательных движений. Дальнейшая трансгрессия обусловила развитие в муллинское время фаций открытого мелкого моря.

Очередным этапом трансгрессии моря с обильным накоплением песков и алевролитов и проявлением вулканической деятельности ознаменовалось пашийское время. Конгломератовидные песчаники, песчаногравелиты, вскрытые скважинами на отдельных площадях (Гожанской, Краснокамской, Быркинской), свидетельствуют о предпашийском размыве и континентальном периоде осадконакопления. Отсутствие грубозернистых и плохо отсортированных песчаников в отложениях пашийского возраста и их кварцевый состав свидетельствуют о том, что формирование терригенной толщи происходило за счет переотложения и перемыывания ранее отложенных пород, в том числе и коры выветривания. Толща пород пашийского возраста характеризуется отсутствием фауны. В алевролитах

встречается обугленный и пиритизированный растительный детрит, редко — лингулы, из минеральных включений отмечаются сферолиты сидерита. Проявление вулканической деятельности отмечено в разрезах Куединской, Тартинской площадей и в других районах Приуралья. Перерывы в осадконакоплении в пашийское время имели место на северо- и юго-востоке Пермского края, где тиманские слои залегают на породах различных стратиграфических комплексов — от муллинского горизонта до рифея (южный борт Краснокамско-Чусовской впадины). В позднепашийское время во впадине по-прежнему существовала прибрежная равнина, в которой в условиях дельт, опресненных лагун и заливов осаждался плохо отсортированный алевритово-глинистый материал с примесью песчаного. Выше формировалась карбонатно-глинистая пачка, возникшая за счет усиления трансгрессии Уральского моря. Песчаноалевролитовые отложения пашийского возраста постепенно переходят в тиманские. В течение раннетиманского времени бассейн осадконакопления был мелководным и частично опресненным, со спокойным гидродинамическим режимом, о чем свидетельствуют тонкая горизонтальная слоистость, ходы илоедов и биоценоз фауны. Во второй половине тиманского времени, в результате дальнейшего опускания ложа бассейна седиментации и трансгрессии моря, накапливаются карбонатные осадки открытого моря с типичной морской фауной.

Севернее протрассированной здесь южной границы Чердынской шовной зоны континентальная обстановка существовала вплоть до тиманского века, а к югу от нее — до пашийского и тиманского. В северной зоне терригенные породы тиманского возраста залегают на породах верхнерифейского комплекса; южнее они перекрывают поверхность верхневендских отложений (см. рис. 2). Здесь в тиманский век фациальная обстановка сменилась на прибрежно-морскую. Терригенная толща сложена алевролитами серыми, светло-серыми и зеленовато-серыми, неравномерно-глинистыми, вверху ожелезненными, пестроокрашенными, крупнозернистыми с прослоями песчаников, аргиллитов, редко — известняков.

Схожая обстановка существовала на крайнем юго-востоке площади исследований, где в дотиманское время была низменная суша (Красноуфимская). Здесь маломощная осадочная толща тиманского времени, сформировавшаяся в прибрежно-морской обстановке, перекрывает отложения верхнего венда. На этой же территории предполагается существование незначительной по площади литоральной зоны, периодически заливаемой морем, которая окаймляла сушу, сложенную карбонатными породами калтасинской свиты нижнего рифея. Западнее прибрежно-морская обстановка сложилась раньше — в воробьевско-муллинское время. Постепенно в северном и западном направлениях обстановка сменяется мелководно-морской, процесс накопления терригенных осадков этого облика

происходил с воробьевского по тиманское время. В более пониженных участках рельефа мощность накопившейся осадочной толщи увеличивается от 12—29 до 34—87 м и более. В южной части территории Пермского края (на северном склоне Башкирского свода) выделяются отдельные участки, где толща терригенных пород старооскольского возраста перекрывает отложения среднего и нижнего рифея (зона 5с), т. е. участки суши, существовавшей в эмский и эйфельский века. Подтверждающий это предположение разрез вскрыт глубокими скважинами на Дубровской, Шалымской, Гожанско-Быркинской, Куединской и других площадях бурения.

Разрез южного борта Краснокамско-Чусовской палеовпадины сложен песчано-алевритовой толщей старооскольского надгоризонта, алевролитами с прослоями песчаников пашийского возраста и алевролито-аргиллитовой толщей, сформировавшейся в тиманский век. В склоновом типе разреза отложения воробьевского возраста отсутствуют. В пониженных участках морского ложа в воробьевское время осаждались карбонатные осадки, выраженные в разрезе отдельных скважин пропластками серых глинистых известняков и сидеритовых пород, перекрытых глинистыми алевролитами с растительными остатками. Разрезы ардатовско-муллинской толщи включают карбонаты, в связи с тем, что в это время в южные районы море трансгрессировало с территории Башкортостана.

Следовательно, за 25 млн лет эмско-тиманского развития территории, для большей (центральной) части области исследования были характерны прибрежно-морские условия осадконакопления (фации дельтовых протоков, песков разливов, прибрежно-аккумулятивных образований, заливно-лагунного побережья). Для этой области типичны наиболее полный разрез и максимальные мощности. Фации аллювиально-русловые и пойменные, характеризующие прибрежно-континентальные обстановки осадконакопления (переходные), распространены к югу и северу от Краснокамско-Чусовского прогиба. В этих условиях происходило накопление песчаников, алевролитов, аргиллитов, фациально сменяющих друг друга в разных соотношениях даже в пределах одной площади. Открытое нормальное мелкое море существовало в позднекойвинско-бийское (в центральной части) и поздне-нетиманское (на всей территории) время, когда накапливались мелко- и тонкозернистые известняки, а в бийское время — строматопоровые, криноидные и коралловые карбонаты.

#### **Характеристика коллекторских свойств пластов тиманских и пашийских отложений**

Палеогеографические обстановки осадконакопления и литолого-фациальный состав отложений предопределили условия формирования природных резервуаров девонского терригенного комплекса. Для анализа коллекторских свойств использовались данные ГИС и результаты лабораторных

исследований ядерного материала пашийского и тиманского горизонтов как основных резервуаров для аккумуляции УВ. Эмско-муллинские отложения имеют единичные определения данных параметров по керну и поэтому объектами исследования не являлись. Для отнесения коллекторов к тому или иному классу была использована классификация поровых коллекторов А.И. Кринари (1959) [4]:

низкоемкие (10–17 %), низкопроницаемые (1–100 фм<sup>2</sup>);

среднеемкие (17–21 %), среднепроницаемые (100–500 фм<sup>2</sup>);

высокоемкие (более 21 %), высокопроницаемые (500–1000 фм<sup>2</sup>).

Эффективные мощности пашийских отложений на большей части территории края изменяются в пределах 0–5 м. Увеличенные значения параметра (более 10 м) отмечаются на территории Пермского свода и в восточной части Верхнекамской впадины (рис. 3 А). Коэффициент песчаности в этих отложениях на отдельных площадях Висимской моноклинали, Пермского свода, Бабкинской седловины составляет 0,8–0,95 доли ед., на остальной части изменяется от 0,2 до 0,6 доли ед. (см. рис. 3 С). Число проницаемых пропластков в отложениях горизонта составляет 1–2, достигая на отдельных площадях Пермского свода, Висимской моноклинали и Верхнекамской впадины 3 (см. рис. 3 Е). Пашийские отложения характеризуются как преимущественно среднеемкие среднепроницаемые коллекторы, которые распространены в южной части Камского свода, почти на всей территории Верхнекамской впадины, на отдельных площадях Висимской моноклинали, Пермского и Башкирского сводов (см. рис. 3 G).

Тиманские породы характеризуются более широким спектром коллекторских свойств. Так, в восточной части изучаемой территории повышенные значения эффективных мощностей в тиманских отложениях наблюдаются в северной части Соликамской депрессии — 6,8 м, на Висимской моноклинали — от 4,7 до 6,5 м, на Пермском своде — 5,5 м. В основном эффективные мощности в отложениях тиманского горизонта варьируют от 0,6 до 4 м (см. рис. 3 В).

Коэффициент песчаности тиманских отложений изменяется от менее 0,1 доли ед. на Камском своде до 0,25 долей ед. на Висимской и до 0,29 доли ед. на Бымско-Кунгурской моноклиналах. На южном склоне Башкирского свода коэффициент песчаности изменяется от 0 на Жуковской площади до 0,28 доли ед. на Этышской (см. рис. 3 D).

Зона развития высокоемких (более 21 %), высокопроницаемых коллекторов на Камском своде и в Ракшинской седловине более обширная, чем в Верхнекамской впадине (см. рис. 3 H). Среднеемкие (17–21 %), среднепроницаемые (100–500 фм<sup>2</sup>) коллекторы в тиманских отложениях развиты около границ развития высокоемких, высокопроницаемых

коллекторов. На большей части изучаемой территории в тиманских отложениях развиты низкоемкие (10–17 %), низкопроницаемые (10–100 фм<sup>2</sup>) коллекторы. На многих площадях Башкирского свода и Верхнекамской впадины (южная часть) в тиманских отложениях коллекторы не выделены.

Анализируя карты эффективных мощностей, расчлененности и песчаности разреза, качества коллекторов пашийских и тиманских отложений, можно отметить, что максимальный нефтепоисковый интерес представляют зоны:

- центральная и северо-восточная части Пермского свода;

- восточная часть Верхнекамской впадины в районе Соколовского и Ножовского выступов;

- южный склон Камского свода.

### Строение тиманско-саргаевского флюидопора

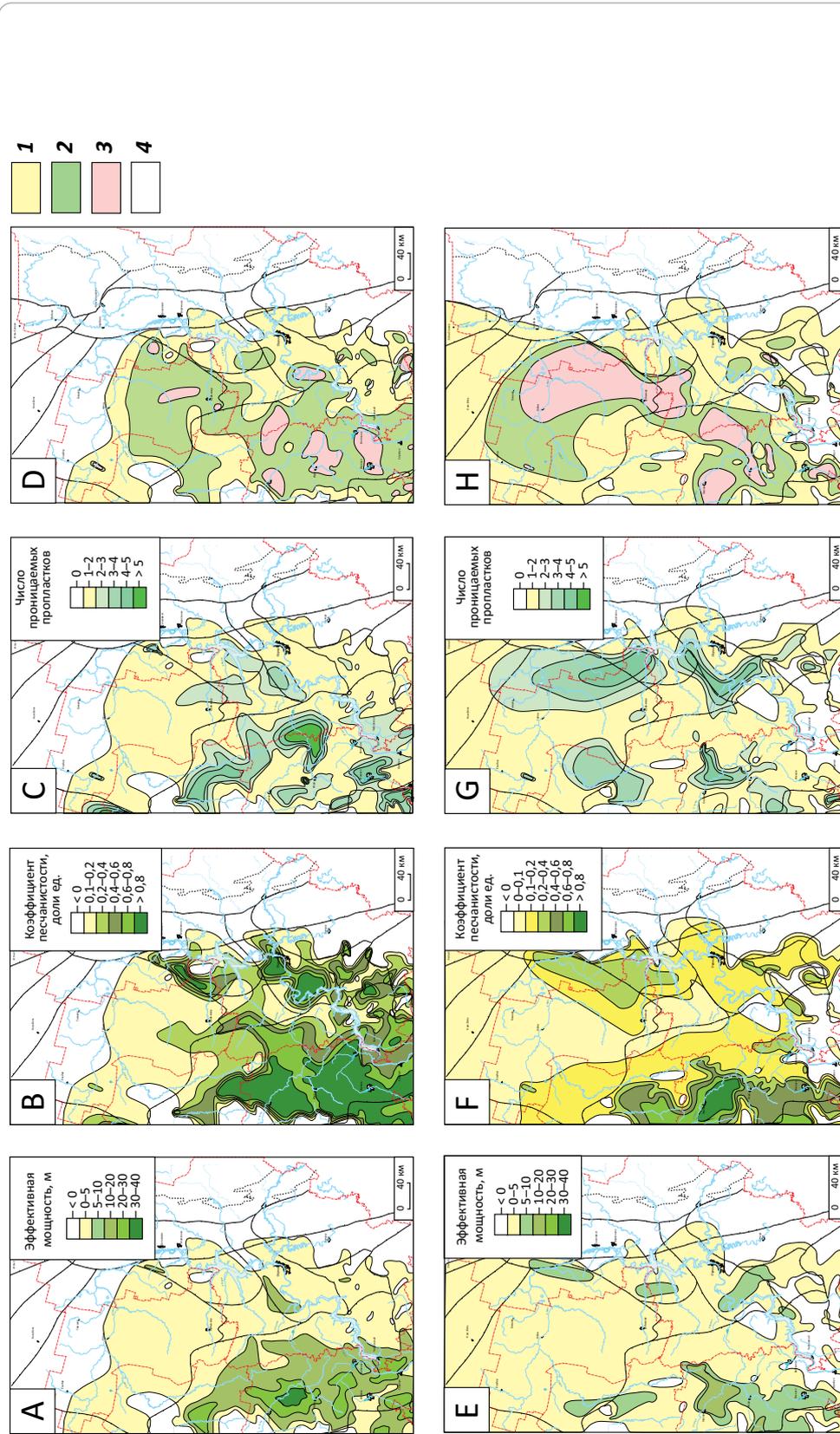
Помимо изучения коллекторских свойств пластов был выполнен анализ строения, распространения и мощности регионального флюидопора комплекса. Тиманско-саргаевская покрывка сложена аргиллитами, прослоями глинистых алевролитов и известняками. Аргиллиты серые, тонкоотмученные, прослоями алевролитистые, на востоке прослоями битуминозные. Алевролиты мелкозернистые, неравномерно-глинистые. Известняки серые, прослоями глинистые, тонко- и мелкозернистые. В составе глин тиманского горизонта преобладает гидрослюда, в подчиненном количестве развиты хлорит и каолинит. Монтмориллонит встречается сравнительно редко и в малых количествах. Однако даже незначительное количество набухающих минералов (монтмориллонита и смешанослойных) обеспечивает непроницаемость глинистых покрывок, тем самым определяя их высокую экранную способность. Тиманско-саргаевская покрывка глинистого и карбонатного составов, несмотря на неоднородность ее строения и на наличие микротрещин, имеет проницаемость менее 0,1 фм<sup>2</sup>, т. е. значение, характеризующее хорошую экранную способность.

При анализе карты мощностей тиманско-саргаевской региональной покрывки удается установить сокращение ее мощности на исследуемой территории с запада на восток и с юга на север, что отражает особенности осадконакопления на востоке Русской платформы в среднем девоне. Мощность покрывки изменяется от 7 до 52 м на платформе и от 3 до 29 м в Предуральском прогибе (рис. 4). В Соликамской и Юрюзано-Сылвенской депрессиях мощность покрывки не превышает 8–15 м, а в Косьвинско-Чусовской седловине — достигает 29 м.

На платформе максимальными мощностями региональной покрывки характеризуется Башкирский свод (17–52 м), хотя на отдельных участках, таких как Аспинское месторождение, ее мощность не превышает 10 м. Возможно благодаря этому фактору, Башкирский свод является лидером по числу



**Рис. 3.** Схемы распространения коллекторских свойств тиманского и пашийского горизонтов на территории Пермского края  
**Fig. 3.** Schemes of reservoir properties distribution in the Timanian and Pashiisky horizons on the territory of the Perm region



Карты эффективной мощности: А — пашийского горизонта, В — тиманского горизонта; карты коэффициента песчаности: С — пашийского горизонта, D — тиманского горизонта; карты коэффициентов расчлененности: Е — пашийского горизонта, F — тиманского горизонта; карты качества коллекторов: G — пашийского горизонта, H — тиманского горизонта.

**Зоны распространения коллекторов (1-3):** 1 — низкоемкие (10–17%), низкопроницаемые (1–100 фм<sup>2</sup>), 2 — среднеемкие (17–21%), среднепроницаемые (100–500 фм<sup>2</sup>), 3 — высокоемкие (> 21%) высокопроницаемые (500–1000 фм<sup>2</sup>); 4 — зона отсутствия отложений

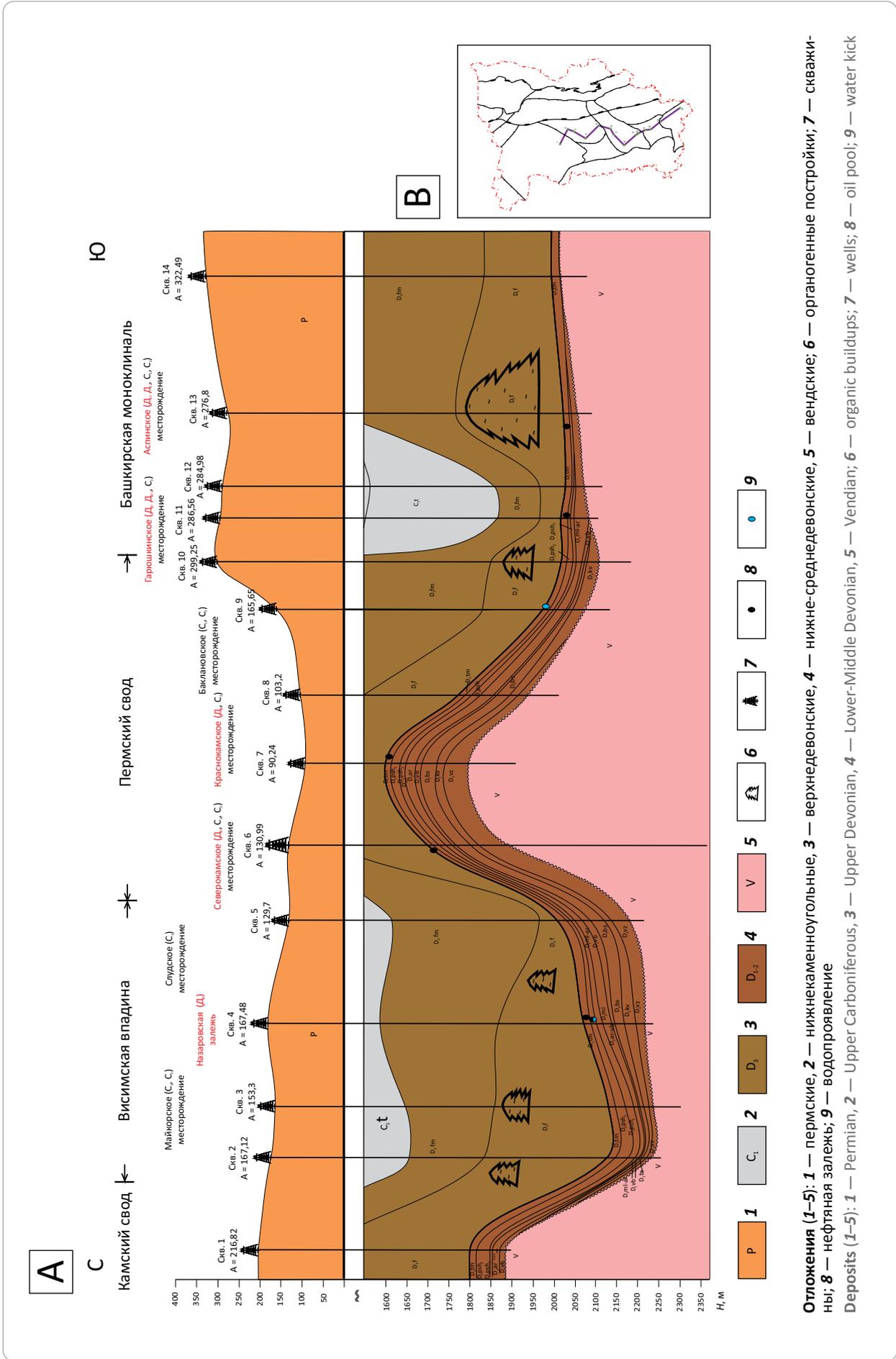
Net thickness maps: A — Pashiisky Horizon, B — Timanian Horizon; NTG maps: C — Pashiisky Horizon, D — Timanian Horizon; maps of average number of permeable intervals in the section: E — Pashiisky Horizon, F — Timanian Horizon; maps of reservoir quality: G — Pashiisky Horizon, H — Timanian Horizon.

**Zones of reservoir occurrence (1–3):** 1 — having low storage capacity (10–17%) low-permeable (1–100 mD), 2 — having medium storage capacity (17–21%) medium-permeable (100–500 mD), 3 — having low storage capacity (> 21%) high-permeable (500–1000 mD); 4 — zone of the deposits absence





**Рис. 5.** Геологический разрез эмско-тиманских отложений по линии скважин 1–14 (А) и схема расположения линии геологического разреза (В)  
**Fig. 5.** Structural cross-section of the Emsian-Timanian deposits along the 1 to14 well line (А) and a scheme of its location (В)



открытых залежей УВ в этом комплексе. Толщина покрывки в Висимской моноклинали изменяется от 15 до 22 м, а на Камском своде достигает 28–31 м. Для Пермского свода типичны средние значения от 11 до 15 м. Так, на Краснокамском месторождении нефти мощность покрывки равна 12 м, а на Северокамском — 17 м. На Бымско-Кунгурской моноклинали это значение изменяется от 8 до 23 м. Верхнекамская впадина в северной части характеризуется значениями мощностей покрывки от 14 до 18 м. На Верещагинском и Очерском валах этот показатель изменяется от 11 до 27 м, а в южной части Верхнекамской впадины он возрастает от 10 до 32 м. На Андреевском месторождении нефти мощность покрывки составляет 31 м.

Несмотря на то, что одним из решающих условий, определяющих качество покрывки, является ее мощность, даже совсем небольшой пласт нефтегазоупора (2–3 м) может служить надежной покрывкой для формирования и сохранения залежи нефти. Примером являются Аспинское и Соновское месторождения в Пермском крае (мощность покрывки 5–6 м), а также Областовское и Архангельское в Удмуртской Республике. На Областовском месторождении залежь нефти в тиманском горизонте находится под известняками и доломитами этого горизонта, причем мощность карбонатной пачки достигает 1,5 м. На Архангельском месторождении пашийская пластовая сводовая залежь перекрывается непроницаемой пачкой известняков и аргиллитов мощностью 5–9 м. В то же время на Верещагинском валу в зоне развития непроницаемой тиманской пачки большой мощности (более 27 м), при наличии замкнутых структур и проницаемых пластов, залежи УВ пока не установлены, что возможно объясняется плохими герметизирующими свойствами покрывки [5].

Современный структурный план поверхности терригенной части тиманского горизонта, сформированный в результате тектонических движений герцинского этапа тектогенеза, представляет собой совершенно другую картину. Так, над эмско-тиманской Краснокамско-Чусовской палеовпадиной можно наблюдать Пермский свод с Краснокамской вершиной, Висимскую впадину (не моноклиналь), разделяющую Камский и Пермский своды, при этом Башкирский свод по этим отложениям не выделяется (рис. 5, 6).

Таким образом, по результатам выполненных построений, литолого-фациального анализа и данных фильтрационно-емкостных свойств пород, для компетентной оценки перспектив нефтегазонасыщенности комплекса представляется целесообразным составление структурно-тектонической карты эмско-тиманского яруса как основы нефтегазогеологического районирования и планирования геолого-разведочных работ (рис. 7). Предлагаемый для рассмотрения вариант карты не претендует на окончательный и будет уточняться по результатам детальных работ.

## Выводы

На основе проведенных исследований можно сделать следующие выводы.

1. Изученность эмско-тиманского нефтегазоносного комплекса сосредоточена в основном только на пашийско-тиманских отложениях преимущественно в южных районах края (Башкирский свод и Верхнекамская впадина). В то же время эти районы являются для комплекса не самыми высокоперспективными, что объясняется палеогеографическими обстановками, литологической изменчивостью фаций, неполнотой разреза, сложным строением коллекторов, а следовательно, и небольшими дебитами, и величиной запасов.

2. Обстановки осадконакопления способствовали формированию коллекторов порового типа с большими мощностями в восточной части Верхнекамской впадины, на склонах Пермского свода и Висимской моноклинали. Южное крыло Камского, северный и северо-восточный склоны Башкирского и Северо-Татарского сводов соответственно представляют собой зоны распространения множества речных палеорусел такатинско-бийского и клинцовско-тиманского времени формирования с разгрузкой в области Верхнекамской впадины и Пермского свода (в то время Краснокамско-Чусовской палеовпадины).

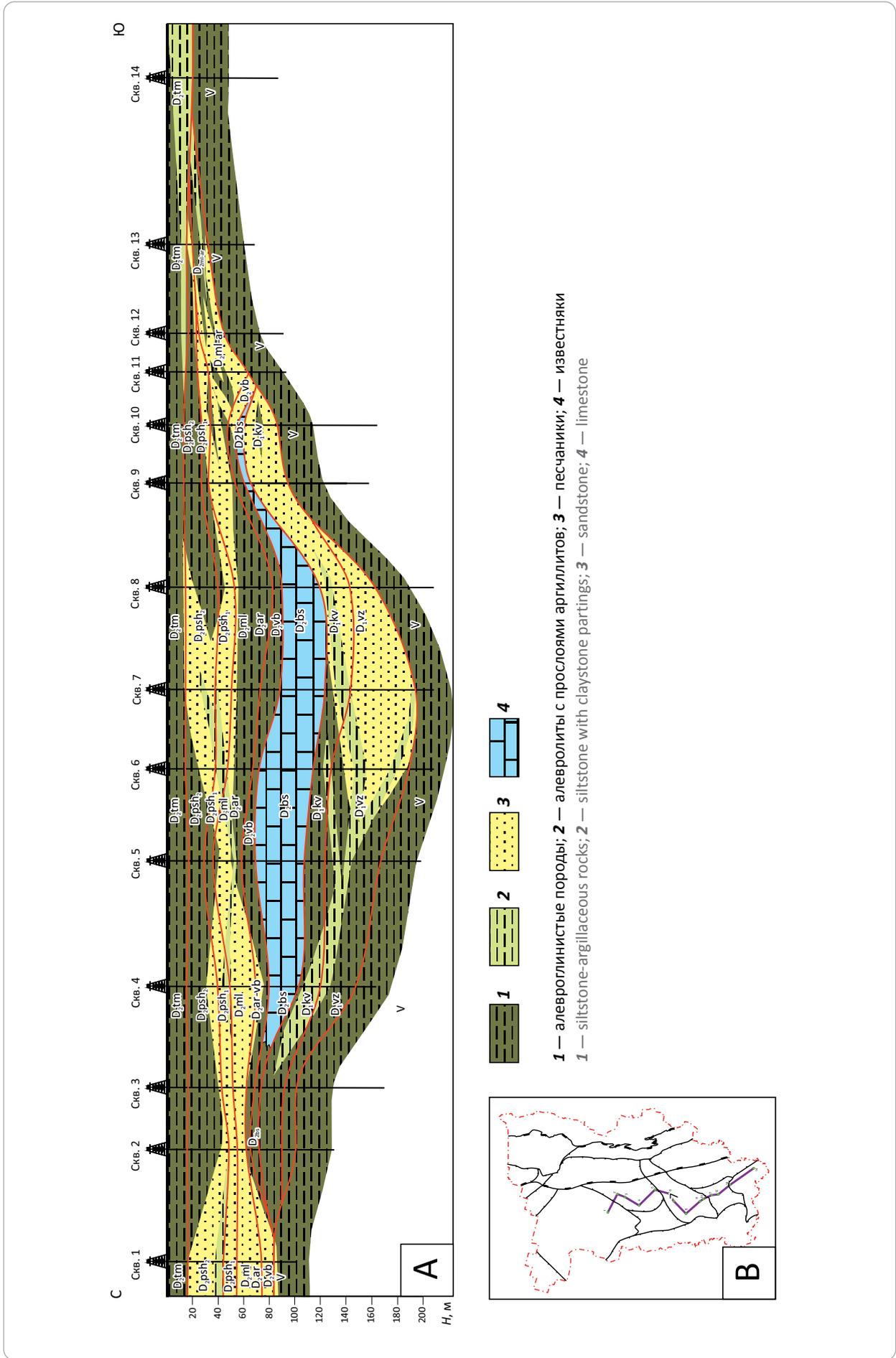
3. В результате многократной смены трансгрессивно-регрессивных циклов и фациальных обстановок Камский свод является областью, где выклиниваются койвенские, бийские, воробьевско-муллинские отложения, перспективные на поиски ловушек неантиклинального типа [6].

4. По результатам литофациального анализа установлено, что наилучшими коллекторскими свойствами (породы с пористостью 14,2–27,2 % и проницаемостью до 1285 фм<sup>2</sup>) обладают песчаные тела прибрежно-морского генезиса, относящиеся к зоне низменной приморской дельтовой равнины (зоны 3b и 4b на рис. 2).

5. Прослеживается четкая связь между значениями коллекторских свойств, мощностями и литологическим составом пород пласта. Лучшими коллекторскими свойствами в изученной части разреза обладают мелко- и среднезернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты Пермского свода и Верхнекамской впадины, где пористость изменяется от 12 до 24 % (среднее значение — 16,1%), проницаемость достигает 1530 фм<sup>2</sup> (среднее значение 350 фм<sup>2</sup>).

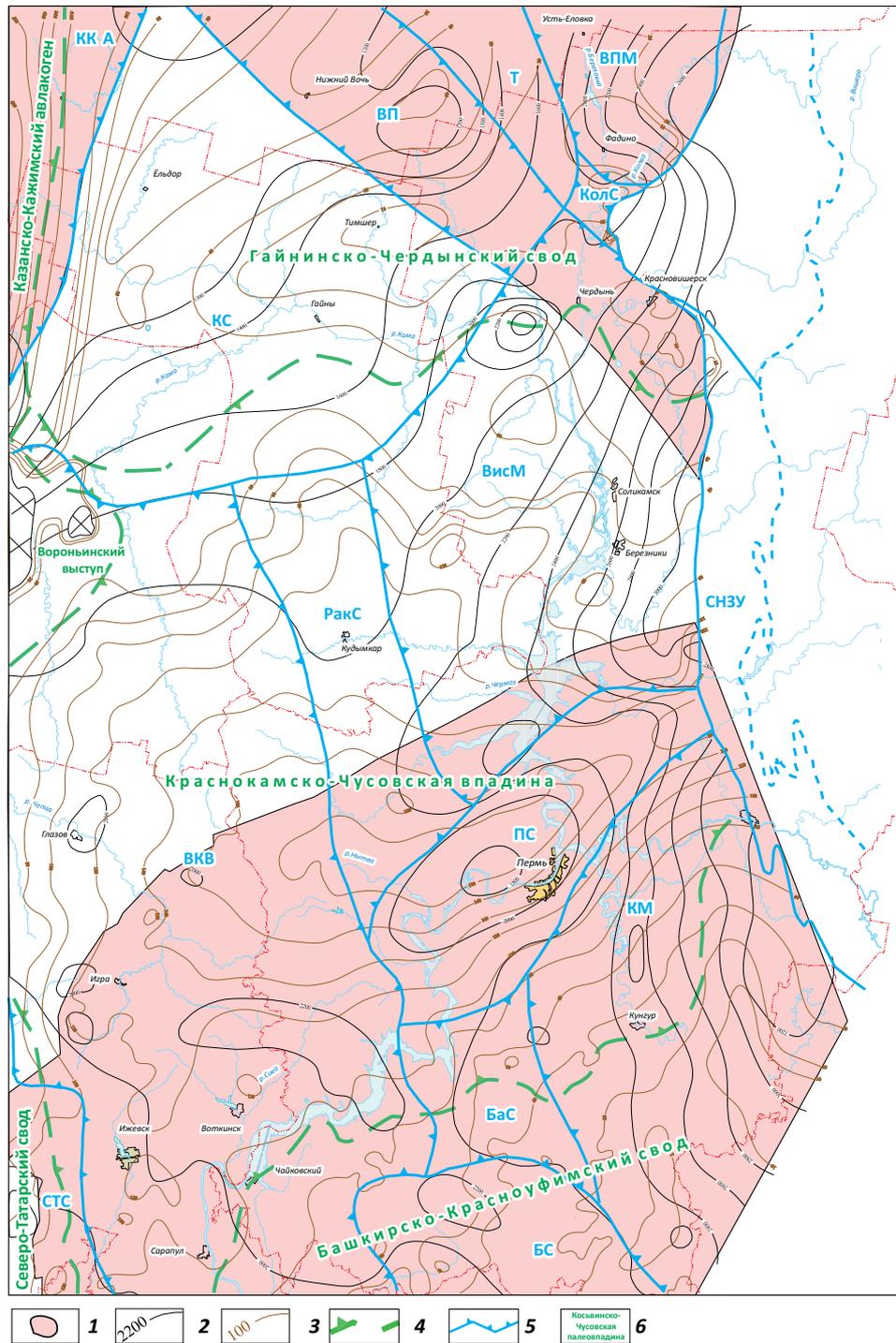
6. Нефтематеринский потенциал отложений комплекса Краснокамско-Чусовской палеовпадины доказан на основании выполненных геохимических исследований свойств пород и флюидов [7]. Кроме того, очагом генерации УВ с последующей аккумуляцией залежей в эмско-тиманском нефтегазоносном комплексе могли быть рифейские толщи Камско-Бельского авлакогена, северная часть которого располагается под Краснокамско-Чусов-

**Рис. 6.** Палеогеологический профиль по линии скважин 1–14 на конец тиманского времени  
**Fig. 6.** Paleo-geological cross-section along the 1 to14 well line as on the end of the Timanian time (A)



**1** — алевроглинистые породы; **2** — алевролиты с прослоями аргиллитов; **3** — песчаники; **4** — известняки  
**1** — siltstone-argillaceous rocks; **2** — siltstone with claystone partings; **3** — sandstone; **4** — limestone

**Рис. 7.** Палеотектоническая схема эмско-тиманского структурного яруса  
**Fig. 7.** Paleotectonic scheme of the Emsian-Timanian structural stage



1 — зона распространения рифейских отложений; 2 — изолинии глубин кровли тиманского горизонта, м; 3 — изопахи девонского терригенного нефтегазоносного комплекса, м; **границы (4, 5):** 4 — палеотектонические, 5 — тектонических элементов эмско-тиманского структурного яруса; 6 — названия палеоэлементов.

Тектонические элементы: ВПМ — Верхнепечорская моноклираль, СНЗУ — складчато-надвиговая зона Урала, БС — Башкирский свод, КМ — Кунгурская моноклираль.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2, 4

1 — zone of the Riphean deposits occurrence; 2 — contour lines of the Timanian Top depth, m; 3 — isopachs of the Devonian terrigenous sequence, m; **boundaries (4, 5):** 4 — paleotectonic, 5 — tectonic elements of the Emsian-Timanian structural stage; 6 — names of paleoelements.

Tectonic elements: ВПМ — Verkhnepechorsky monocline, СНЗУ — Urals fold and thrust zone, БС — Bashkirsky arch, КМ — Kungursky monocline.

For other Legend items see Fig. 2, 4

ской палеовпадиной. Следует отметить и тот факт, что все установленные залежи в терригенном девоне размещаются только над зоной распространения рифейских отложений.

7. Близость расположения очага генерации и структурных объектов Пермского и Башкирско-го сводов, а главное — наличие мощных средне- и высокочемких коллекторов и надежных флюидо-

упоров, являющихся компонентами единой УВ-системы, обеспечили сохранность залежей УВ в комплексе.

8. Основные перспективы поисков крупных залежей УВ в эмско-тиманском комплексе связаны с восточной частью Верхнекамской впадины, Пермским сводом и Висимской моноклиналию (центральная часть Пермского края).

### Литература

1. *Решение* Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами. Девонская система. – Л., 1990. – 60 с.
2. *Постановление* Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып. 38. – СПб. : Изд-во «ВСЕГЕИ», 2008. – 131 с.
3. *Арасланова Р.М.* Стратиграфическое распределение спор в терригенных отложениях девона Пермского Прикамья // Геология и нефтегазоносность севера Урало-Поволжья: Научные труды КО ВНИГНИ. – 1973. – Вып. 123. – С. 182–190.
4. *Кринари А.И.* Об унифицированной схеме классификации коллекторов нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1959. – № 7. – С. 20–25.
5. *Балашова М.М., Салай А.П.* Влияние литологического фактора на размещение нефтяных залежей в терригенной толще девона Прикамья // Научные труды КО ВНИГНИ. – 1971. – Вып. 117. – С.57–64.
6. *Проворов В.М. и др.* Геологическое строение и нефтегазоносность Коми-Пермяцкого округа Пермского края. – Пермь : КамНИИКИГС, 2008. – 132 с.
7. *Сташкова Э.К., Фрик М.Г., Арасланова Р.М., Багаев А.Н.* Терригенный девон Пермского края. – Пермь : КамНИИКИГС, 2015. – 140 с.

### References

1. *Reshenie* Mezhvedomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniya po srednemu i verkhnemu paleozoyu Russkoi platformy s regional'nymi stratigraficheskimi skhemami. Devonskaya sistema. [Decision of the Interdepartmental Regional Stratigraphic Meeting on the Middle and Upper Paleozoic of the Russian Platform with Regional Stratigraphic Schemes. The Devonian System]. Leningrad; 1990. 60 p. In Russ.
2. *Postanovleniya* mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo komiteta i ego postoyannykh komissii [Regulations of interagency commission on stratigraphy and its standing committees]. St. Petersburg: Izd-vo VSEGEI; 2008. Issue 38. 131 p. In Russ.
3. *Araslanova R.M.* Stratigraficheskoe raspredelenie spor v terrigennykh otlozheniyakh devona Permskogo Prikam'ya. In: *Geologiya i neftegazonosnost' severa Uralo-Povolzh'ya*: Nauchnye trudy KO VNIGNI. 1973. Vyp. 123. pp. 182–190. In Russ.
4. *Krinari A.I.* Ob unifikirovannoi skheme klassifikatsii kollektorov nefti i gaza [About the unified scheme of oil and gas reservoir classification]. *Geologiya nefti i gaza*. 1959;(7):20–25. In Russ.
5. *Balashova M.M., Salai A.P.* Vliyaniye litologicheskogo faktora na razmeshchenie neftyanykh zalezhei v terrigennoi tolshche devona Prikam'ya [Influence of lithological factor on oil accumulation occurrence in the Devonian terrigenous series of the Kama region]. In: *Nauchnye trudy KO VNIGNI*. 1971. Vyp. 117. pp. 57–64. In Russ.
6. *Provorov V.M. et al.* Geologicheskoe stroeniye i neftegazonosnost' Komi-Permyatskogo okruga Permskogo kraya [Geological structure and hydrocarbon potential of the Komi-Permyatsky Autonomous District (the Perm Krai)]. Perm' : KamNIKIIGS; 2008. 132 p. In Russ.
7. *Stashkova E.K., Frik M.G., Araslanova R.M., Bagaev A.N.* Terrigennyi devon Permskogo kraya [Terrigenous Devonian of the Perm Krai]. Perm' : KamNIKIIGS; 2015. 140 p. In Russ.

### Информация об авторе

**Савинова Татьяна Витальевна**

Главный специалист

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть»,

614066 Пермь, ул. Пермская, д. 3А

e-mail: tatyana.savinova@pnn.lukoil.com

ORCID ID: 0009-0004-8352-5845

### Information about author

**Tat'yana V. Savinova**

Chief Specialist

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch,

3A, Permskaya ul., Perm, 614066, Russia

e-mail: tatyana.savinova@pnn.lukoil.com

ORCID ID: 0009-0004-8352-5845