

УДК 553.982.23 + 552.54

DOI 10.31087/0016-7894-2019-3-23-38

## Методика прогноза структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа в верхнедевон-турнейском и нижнепермском карбонатных нефтегазоносных комплексах востока Волго-Уральской НГП

© 2019 г. | Н.К. Fortunatova, A.G. Shvets-Teneta-Gurii, M.A. Bushueva, A.S. Kanev, S.A. Luchina, A.A. Avdeeva, A.G. Volodina, N.Yu. Kholmyanskaya

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; fortunatova@vnigni.ru; shvets@vnigni.ru; bushueva@vnigni.ru; kanev@vnigni.ru; luchina@vnigni.ru; avdeeva-nastya@vnigni.ru; volodina@vnigni.ru; natahol@vnigni.ru

Поступила 22.02.2019 г.

Принята к печати 01.03.2019 г.

**Ключевые слова:** *Волго-Уральская нефтегазоносная провинция; верхнедевон-турнейский, нижнепермский комплексы; карбонатные отложения; седиментологический анализ; отложения доманикового типа; литологические, структурно-литологические ловушки; нефтегазоносность; месторождения нефти и газа.*

Рассмотрены вопросы прогноза структурно-литологических и литологических ловушек в верхнедевон-турнейском и нижнепермском карбонатных нефтегазоносных комплексах Средне-Предуральской, Южно-Предуральской, Пермско-Башкирской, Уфимской и Арланской нефтегазоносных областей. На основе методики седиментологического анализа, включающей диагностику генетических типов отложений, разработку седиментационно-емкостных моделей и геолого-геофизических эталонов осадочных комплексов, на базе геологической интерпретации данных бурения и сейсморазведки по технологии «Регион-Сейс 3D» выделены типы литологических и структурно-литологических ловушек, связанных с рифовыми, склоновыми, клиноформными, оползневыми телами в составе карбонатных нефтегазоносных комплексов. Разработаны карты строения осадочных комплексов и показаны зоны распространения различных типов ловушек. На моделях, профилях и картах отражено взаимоотношение традиционных и нетрадиционных резервуаров.

Для цитирования: *Фортунатова Н.К., Швеи-Тэнэта-Гурий А.Г., Бушувеева М.А., Канев А.С., Лучина С.А., Авдеева А.А., Володина А.Г., Холмянская Н.Ю.* Методика прогноза структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа в верхнедевон-турнейском и нижнепермском карбонатных нефтегазоносных комплексах востока Волго-Уральской НГП. – Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 23–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-23-38.

## Methodology of lithologically screened and lithological oil and gas traps prediction in Upper Devonian-Tournaisian and Lower Permian carbonate plays of eastern Volga-Urals Petroleum Province

© 2019 | N.K. Fortunatova, A.G. Shvets-Teneta-Gurii, M.A. Bushueva, A.S. Kanev, S.A. Luchina, A.A. Avdeeva, A.G. Volodina, N.Yu. Kholmyanskaya

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; fortunatova@vnigni.ru; shvets@vnigni.ru; bushueva@vnigni.ru; kanev@vnigni.ru; luchina@vnigni.ru; avdeeva-nastya@vnigni.ru; volodina@vnigni.ru; natahol@vnigni.ru

Received 22.02.2019

Accepted for publication 01.03.2019

**Key words:** *Volga-Urals Petroleum Province; Upper Devonian-Tournaisian, Lower Permian series; carbonate deposits; sedimentological analysis; Domanik-type deposits; lithological, lithologically screened traps; oil and gas occurrence; oil and gas fields.*

Issues of lithologically screened and lithological oil and gas traps prediction in Upper Devonian-Tournaisian and Lower Permian carbonate plays of Srednepreduralsky, Yuzhnopreduralsky, Permsky-Bashkirsky, Ufimsky, and Arlansky petroleum areas are discussed. Types of lithological and lithologically screened traps are identified on the basis of sedimentological analysis including diagnostics of genetic types of deposits, creation of sedimentation-storage models, and geological and geophysical benchmark series, which is based on geological interpretation of drilling and seismic data using Region-Seis 3D technology. The following objects are identified in Upper Devonian-Tournaisian series: lithological traps associated with solitary reefs in central zones of paleodomes; lithologically screened traps in Upper Famennian-Tournaisian shallow-water clastic carbonates draping reef topsides; lithological and lithologically screened traps associated with the deposits of carbonate and argillaceous-carbonate submarine fans forming clinofold bodies in Middle and Upper Famennian, Cherepetsky, and Kizelovsky horizons of the Tournaisian Stage. The following objects are identified in Lower Permian carbonate series: lithological traps in the Asselian-Sakmarian solitary reefs; lithologically screened traps in reef mass and surrounding apron deposits within the barrier reef system; structural traps in clastic carbonate rocks in the backreef parts of Asselian-Sakmarian and Artinskian reef series; lithological and lithologically screened traps in landslide bodies in the eastern slope of the Asselian-Sakmarian reef system. Maps of sedimentary sequences structure are created where zones of different trap types development are shown. Models, cross-sections and maps show the relationships of conventional and unconventional reservoirs.

For citation: *Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Bushueva M.A., Kanev A.S., Luchina S.A., Avdeeva A.A., Volodina A.G., Kholmyanskaya N.Yu.* Methodology of lithologically screened and lithological oil and gas traps prediction in Upper Devonian-Tournaisian and Lower Permian carbonate plays of eastern Volga-Urals Petroleum Province. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology.* 2019;(3):23–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-23-38.

**К ЮБИЛЕЮ Е.А. КОЗЛОВСКОГО**

На восточных территориях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) в пределах Пермско-Башкирской, Уфимской и Средне-Предуральской нефтегазоносных областей (НГО) к перспективным карбонатным нефтегазоносным комплексам (НГК) относятся следующие: верхнедевон-турнейский, верхневизейско-башкирский, среднекаменноугольно-нижнепермский. Наибольшее разнообразие литологических и литолого-стратиграфических ловушек свойственно верхнедевон-турнейскому и нижнепермскому НГК.

Целенаправленное изучение этих комплексов в рамках Госконтрактов и Госзадания проводилось ФГБУ «ВНИГНИ» в течение последних 8 лет. Фактическим материалом для выполнения работ послужили данные бурения и сейсморазведки, в том числе полученные за последние 10 лет. Проанализировано более 1000 скважин, 1190 сейсмопрофилей общей длиной более 25 000 км. В работе использованы методики и технологии геолого-геофизической интерпретации «Регион-Сейс 3D», сейсмостратиграфический и седиментологический анализы [1–3], методика изучения высокоуглеродистых кремнисто-карбонатных отложений доманикового типа [4].

**Литологические ловушки в верхнедевон-турнейском комплексе**

Отложения верхнего девона и турнейского яруса на востоке Волго-Уральской НГП представлены мощным карбонатным комплексом, в строении которого участвуют отложения различных генетических типов и групп, осаждающиеся в соответствующих фациальных обстановках. Полифациальное строение предопределило формирование типов литологических и структурно-литологических ловушек, со многими из них связаны нефтяные месторождения.

Помимо обычных резервуаров традиционного типа здесь также широко развиты нетрадиционные источники УВ, представленные отложениями доманикового типа.

Важные задачи, стоящие перед авторами статьи — определение закономерностей строения отложений разного генезиса, выработка диагностических критериев их выделения по геолого-геофизическим данным, проведение эталонирования разнотипных разрезов для интерпретации данных сейсморазведки и картирования тел в межскважинном пространстве. К числу литологических и структурно-литологических ловушек в верхнедевон-турнейском НГК относятся:

– литологические, связанные с одиночными рифовыми массивами, осложняющими центральные зоны палеосводов;

– структурно-литологические в верхнефамен-турнейских мелководных обломочных карбонатах, облекающих вершинные части рифовых массивов;

– литологические и структурно-литологические, связанные с отложениями карбонатных и карбонатно-глинистых подводных конусов выноса, формирующими клиноформные тела средне- и верхнефаменского подъярусов верхнего девона, черепетского и кизеловского горизонтов турнейского яруса.

Диагностика по данным керн и геофизических исследований скважин (ГИС), а также по материалам сейсморазведки собственно рифовых построек и обломочных карбонатов клиноформных тел — непростая задача. Изучение особенностей строения, состава и нефтегазоносности девонских рифовых массивов в Волго-Уральской НГП ведется с 1950-х гг. Эти вопросы освещены в работах В.П. Маслова [5], М.Ф. Мирчинка, О.М. Мкртчяна и др. [6, 8–10], М.М. Грачевского и др. [7], Р.О. Хачатряна, А.А. Троховой [11], И.А. Антропова [12], Ф.И. Хатьянова [13], М.А. Юнусова, Н.Я. Спасского, А.Г. Кравцова [14], И.К. Королук [15], В.М. Проворова [16], Н.В. Беляевой [17], Н.К. Фортунатовой и др. [18, 19], В.А. Чижиной [20], Ю.И. Никитина и др. [21–23] и др. В результате многолетних исследований установлены основные закономерности строения рифовых комплексов различного возраста из разных бассейнов карбонатной седиментации.

Тем не менее интерпретация этих осадочных тел как по данным бурения, так и по материалам сейсморазведки обычно затруднена. Очень часто в качестве рифовых построек выделяются тела иного генезиса, характеризующиеся однородным карбонатным составом и массивной текстурой. Например, мощные тела массивных карбонатных брекчий, накапливающихся на склонах палеосводов и образующих тела клиноформной формы, или «чистые» массивно-слоистые карбонаты закрытого (экранированного) шельфа. Данные изучения керн малоинформативны из-за их фрагментарного отбора и характера неоднородности строения биогермных известняков. Поэтому очень важна разработка седиментологических моделей и геолого-геофизических эталонов разрезов, отражающих основные характерные закономерности строения комплексов, позволяющих определять тип осадочного тела как по материалам бурения, так и по данным сейсморазведки.

В пределах восточных районов Волго-Уральской НГП известны рифовые постройки, тяготеющие к Башкирскому, юго-восточным вершинам Южно-Татарского (рис. 1) и западному обрамлению Везлянского палеосводов в пределах Юрюзано-Сылвенской впадины.

К таким постройкам относятся Арлано-Дюртюлинский, Чермасанский, Бастрыкский, Карача-Елгинский, Таймурзинский, Хилковский, Югомашевский, Волковский, Бастрыкский, Софьинский и другие массивы. В их строении участвуют строматопоровые и водорослевые известняки, реже долами-

ты. Наряду со строматопоратами, водорослевыми известняками (цианобионтами) встречаются кораллы, линзы брахиопод, криноидей.

Модель фаменского рифового комплекса, развитого в пределах вершин Башкирского палеосвода, отражает закономерное изменение общей мощности и строения разрезов от центральных частей палеосвода далее к нижнефаменскому и среднефаменскому рифовым комплексам и рифовому склону (см. рис. 1 А). К центральным частям палеосвода последовательно возрастает мощность слоистых карбонатов зарифовой отмели, сокращается мощность и число пластов пород-коллекторов. В этом же направлении изменяется состав подрифовых отложений. Характерной чертой строения разрезов рифовых комплексов является присутствие углеродистых карбонатно-кремнистых пород доманикового типа только в доманиковом и речичком горизонтах. Единичные пласты и пачки отложений доманикового типа в воронежском и евлано-ливенском горизонтах появляются только в пределах склона рифового массива.

По изменению значений коэффициента эффективной мощности ( $K_{эф}$ ) (отношение суммарной мощности пород-коллекторов к общей мощности верхнедевонского интервала разреза) четко фиксируются границы зон развития рифовых комплексов нижнего и среднего фамена (см. рис. 1 А). Значения  $K_{эф}$  варьируют от 0,4–0,5 в зонах развития нижнефаменского рифа до 0,35–0,43 в разрезах среднефаменского рифа.

Соотношение в разрезе слоистых карбонатов подрифовой, зарифовой и надрифовой отмелей и массивных рифовых карбонатов, наряду со значениями  $K_{эф}$  и  $K_{сл}$  (сланценоности), позволяет выделять подзоны в пределах палеосводов с различным строением разрезов и содержанием пород-коллекторов.

Мощности отложений рифовых комплексов изменяются от 500 до 570 м. Перекрывающие отложения турнейского яруса имеют мощность, не превышающую 60–70 м, в центральных частях палеосводов наблюдается их размыв.

Анализ разрезов различных палеосводов подтверждает общую закономерность изменения их строения в пределах зон развития рифовых комплексов, что позволило разработать геолого-геофизические эталоны для ловушек УВ этого типа (рис. 2).

Отдельные рифовые постройки, а также вершины палеосводов отделены друг от друга **межрифовыми проливами**, в которых накапливались обломочные карбонатные породы (продукты разрушения рифовых построек слоистых карбонатов мелководных отмелей), а также углеродистые породы доманикового типа.

На седиментационно-емкостной модели строения **верхнедевонских отложений в межрифовых проливах** видно сочетание в разрезах отложений разного генезиса (см. рис. 1 В). Межрифовые проли-

вы глубоко вдаются в центральные области палеосводов. Разрезы межрифового комплекса, расположенного в пределах палеосводов, характеризуются преобладанием мелководных карбонатных пород, в дистальных частях комплекса широко развиты пачки углеродистых пород доманикового типа ( $K_{сл} \leq 0,22$ ). Разрезы центральных частей межрифа содержат крупные (мощность до 90 м) линзы органогенно-обломочных известняков нижнего фамена (данковский горизонт).

Латеральное замещение пород-коллекторов рифовых комплексов плотными шламowymi известняками и доломитами, содержащими пачки углеродистых пород доманикового типа, на склонах палеосводов и в межрифовых каналах создают условия для латерального экранирования и формирования литологических ловушек.

На востоке Волго-Уральской НПП выделяется система изолированных палеосводов, осложненных рифовыми массивами, выделенных по данным бурения и сейсморазведки. Так, в сейсмической записи хорошо прослеживаются рифовые массивы в пределах восточной и юго-восточной вершин Башкирского палеосвода, юго-восточных вершин Южно-Татарского (рис. 3, 4) и центральной части Веслянского палеосвода (см. рис. 1).

Примерами месторождений с промышленно значимыми запасами нефти в фаменском рифогенном комплексе являются Софьинское, Тартинское, Югомашевское, Павловское, расположенные на северном склоне Башкирского палеосвода, Серафимовское, Стахановское, Абдуловское, Субханкуловское и др., находящиеся на северо-восточном склоне Южно-Татарского палеосвода. Нефтяные залежи этих месторождений массивного типа высотой до 50 м занимают верхнюю часть рифовых построек.

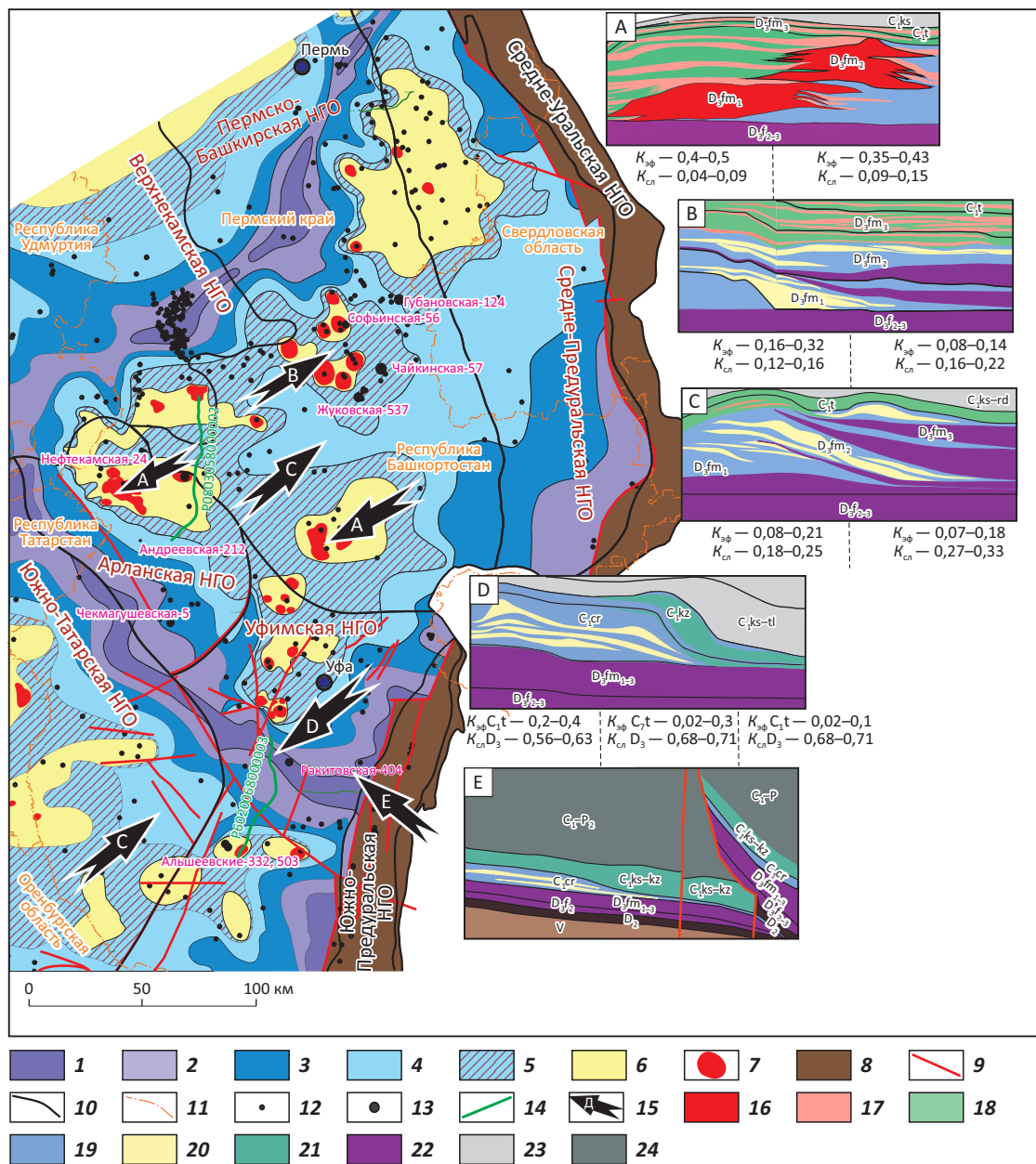
**К структурно-литологическим ловушкам** относятся ловушки, к которым приурочены залежи нефти в турнейских карбонатных отложениях, перекрывающих вершины рифовых массивов. Это так называемые структурные ловушки облекания. В этом случае структурообразующую роль играют собственно рифовые массивы. Залежи нефти связаны с породами-коллекторами, представленными обломочными известняками песчаной размерности, значения пористости в которых иногда достигают 16–18%. Размеры залежей небольшие, обычно составляют от 1,5 × 2 до 6,5 × 9 км. Часто залежи расположены в верхней части рифовых массивов.

В зависимости от морфологической выраженности биогермов залежи приурочены либо к кизеловскому, либо кизеловскому и черепетскому, либо кизеловскому, черепетскому и заволжскому горизонтам.

Примерами месторождений с залежами в турнейских отложениях, перекрывающих рифовые массивы, являются Арланское, Волковское, Софьинское,

## К ЮБИЛЕЮ Е.А. КОЗЛОВСКОГО

Рис. 1. Карта строения верхнедевон-турнейского карбонатного комплекса восточной части Волго-Уральской НПО  
 Fig. 1. Map of Upper Devonian-Tournaisian carbonate sequence structure in the eastern part of the Volga-Urals Petroleum Province



Седиментационные модели: А — центральной части палеосводов с рифовыми постройками, В — межрифовых проливов, С — средне-верхнефаменского клиноформного комплекса, D — бортовых зон палеопрогибов, осложненных клиноформами черепетского и кизеловского горизонтов турнейского яруса, E — залегания депрессионных отложений верхнего девона и турне в автохтонном и аллохтонном комплексах.

**Зоны (1–6):** 1 — центральные палеопрогибы, 2 — внутренние бортовые палеопрогибы, 3 — внешние бортовые палеопрогибы, 4 — внешние склоны палеосводов, 5 — межрифовых проливов в пределах палеосводов и их склонов, 6 — центральные палеосводы; 7 — рифовые постройки, установленные по данным бурения и сейсморазведки; 8 — область залегания карбонатных отложений девона в аллохтоне; 9 — разрывные нарушения; **границы (10, 11):** 10 — НГО, 11 — административные; 12 — скважины; 13 — скважины, вошедшие в разработку эталонов; 14 — сейсмические профили; 15 — положение седиментологических моделей и их индекс; 16 — биогермные известняки; 17 — органогенно-обломочные известняки и доломиты мелководных отмелей; 18 — плотные известняки и доломиты мелководных отмелей; 19 — карбонатные брекчии и шламовые известняки подводных конусов выноса; 20 — пористые обломочные известняки клиноформных комплексов; 21 — глины и глинистые известняки; 22 — породы доманиковского типа; 23 — глины косьвинско-радаевской толщи выполнения; 24 — нерасчлененные отложения раннекаменноугольно-пермского возраста;  $K_{эф}$  — коэффициент эффективной толщины;  $K_{сн}$  — отражает содержание в разрезе пород доманиковского типа и равен отношению суммарной мощности пластов углеродистых сланцеватых пород к общей мощности верхнего девона

Legend for Fig. 1, end.

Depositional models: A — central part of paleodomes with reef buildups, B — interreef straits, C — Middle-Upper Famennian clinoform series, D — paleo-trough flanks complicated by clinoforms of Tournaisian Cherepetsky and Kizelovsky horizons, E — occurrence of Upper Devonian and Tournaisian depression-related deposits in autochthonous and allochthonous sequences.

Zones (1–6): 1 — central of paleo-troughs, 2 — internal, flanks of paleo-troughs, 3 — external, flanks of paleo-troughs, 4 — external, slopes of paleo-domes, 5 — interreef straits within paleo-domes and their slopes, 6 — central of paleo-domes; 7 — reef buildups identified using drilling and seismic data; 8 — area of Devonian carbonate deposits occurrence in allochthon; 9 — faults; **boundaries (10, 11)**: 10 — Petroleum Area, 11 — administrative; 12 — wells; 13 — wells included in benchmarks; 14 — seismic lines; 15 — location of depositional models and their index; 16 — biohermal limestone; 17 — shallow-water bioclastic limestone and dolomite; 18 — shallow-water tight limestone and dolomite; 19 — carbonate breccia and calcisiltite of submarine fans; 20 — porous clastic limestone of clinoform sequences; 21 — clay and argillaceous limestone; 22 — Domanik-type rocks; 23 — clay of Kos'vinsky-Radaevsky infilling series; 24 — poorly defined Early Carboniferous-Permian deposits;  $K_{\text{ф}}$  — net thickness ratio;  $K_{\text{сн}}$  — shows the content of Domanik-type rocks in the section, it is a ratio of total thickness of carbon-bearing shaly rocks to total thickness of Upper Devonian formations

**Рис. 2.** Геолого-геофизические эталоны верхнедевон-турнейских отложений Волго-Уральской НГП  
**Fig. 2.** Geological and geophysical benchmarks of Upper Devonian-Tournaisian deposits in Volga-Urals Petroleum Province

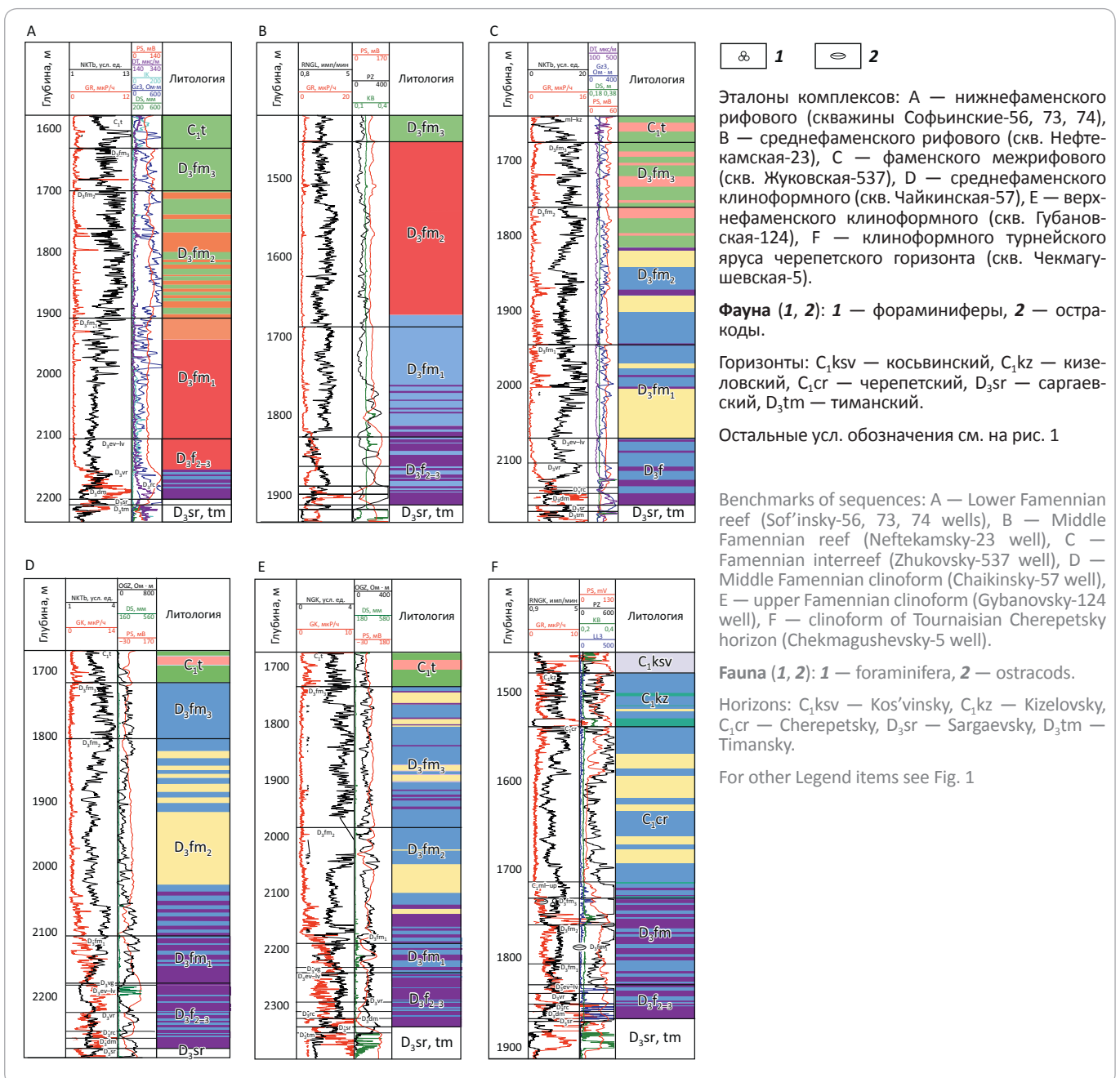
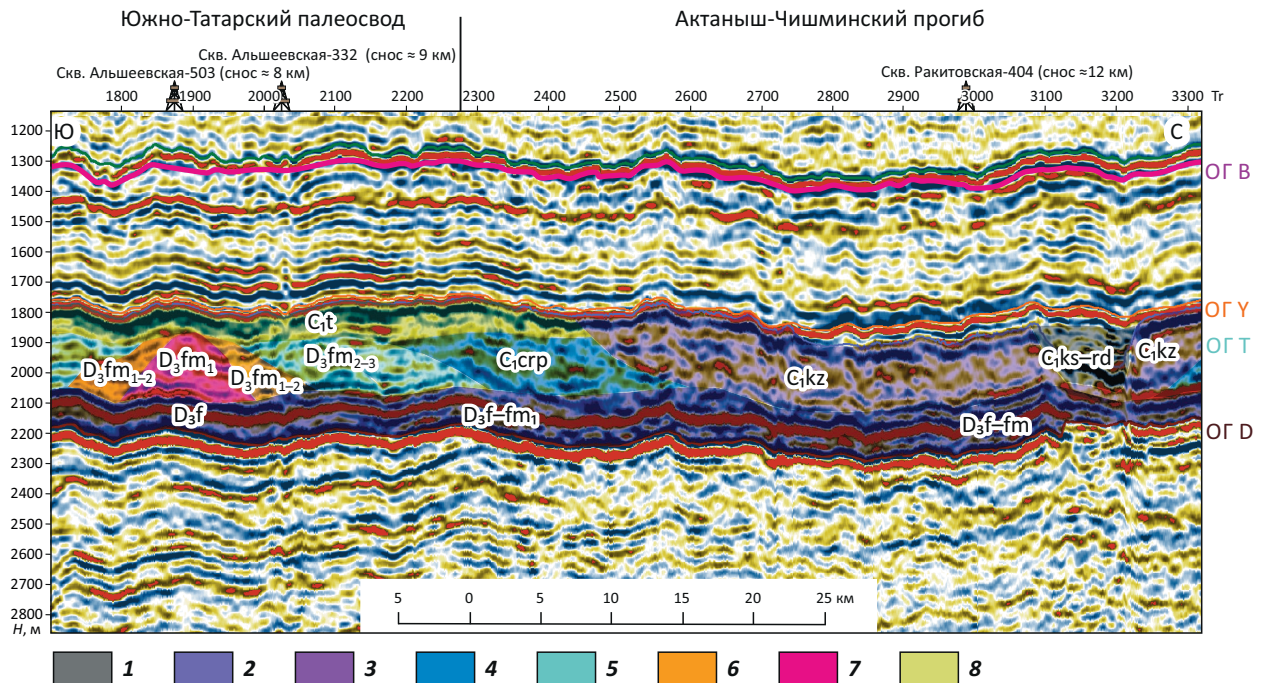


Рис. 3. Седиментологическая интерпретация карбонатных верхнедевон-турнейских отложений по фрагменту глубинного разреза сейсмопрофиля P6020068000003

Fig. 3. Sedimentological interpretation of Upper Devonian-Tournaisian carbonate deposits in the fragment of deep section of P6020068000003 seismic line



**Отложения (1–8):** 1 — глины косьвинской толщи заполнения, 2 — доманикового типа верхнего девона, 3 — глинисто-карбонатные внутренней прибортовой зоны палеопргиба (кизеловские клиноформы), 4 — карбонатные и карбонатно-глинистые внешней прибортовой зоны палеопргибов (черепетские клиноформы), 5 — внешней и внутренней зон склонов палеосводов (клиноформы среднего и верхнего фамена), 6 — мелкого шельфа и карбонатных отмелей центральных зон палеосводов, обломочные известняки склонов рифовых массивов, 7 — рифовые постройки, 8 — мелководной карбонатной отмели малевско-кизеловского горизонта турнейского яруса.

Отражающие горизонты, связанные с: В — кровлей верейского горизонта, Y — кровлей терригенных отложений нижнего карбона, Т — кровлей карбонатных отложений турнейского яруса нижнего карбона, D — подошвой карбонатных отложений верхнего девона

**Deposits (1–8):** 1 — clay of Kos'vinsky infilling series, 2 — Upper Devonian Domanik-type, 3 — argillaceous-carbonate of external flank zone of paleo-trough (Kizelovsky clinofoms), 4 — carbonate and carbonate-argillaceous of external flank zone of paleo-trough (Cherepetsky clinofoms), 5 — external and internal zones of paleo-dome slopes (Middle and Upper Famennian clinofoms), 6 — shallow-marine shelf and carbonate banks of central zones of paleo-domes, clastic limestone of reef massif slope, 7 — reef buildups, 8 — shallow-marine carbonate bank of Tournaisian Malevsky-Kizelovsky horizon.

Reflecting horizons associated with: B — Vereiskian Top, Y — Lower Carboniferous Top of terrigenous deposits, T — Lower Carboniferous Tournaisian Top of carbonate deposits, D — Upper Devonian Bottom of carbonate deposits

Таргинское, Югомашевское и др. на Башкирском палеосводе, Серафимовское, Туймазинское, Стахановское и др. на Южно-Татарском палеосводе.

### Литологические ловушки в карбонатных клиноформных комплексах среднего и верхнего подъярусов фаменского яруса, черепетского и кизеловского горизонтов турнейского яруса

Карбонатные и глинисто-карбонатные клиноформные комплексы генетически связаны с карбонатными формациями и распространены во многих нефтегазоносных формациях мира. Карбонатные и глинисто-карбонатные клиноформные тела сформировались в результате отложения обломочного карбонатного разнородного материала (от карбонатных брекчий, обломочных известняков до глыбовых накоплений, шламовых и пелитоморфных

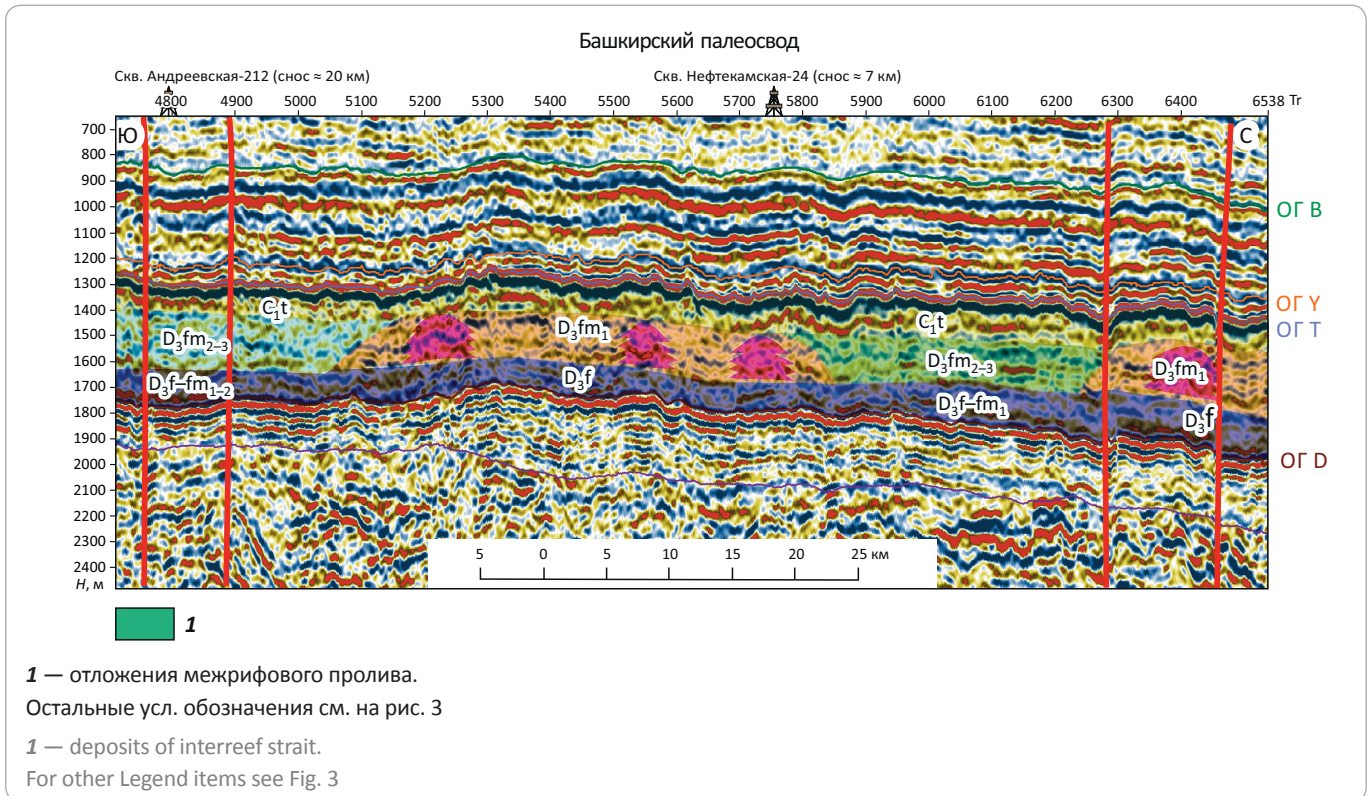
карбонатов) в виде системы подводных конусов выноса, занимающих обширные территории на склонах палеосводов.

К отложениям этого типа можно отнести пермскую формацию Bone spring в бассейне р. Делавер [24], мощную позднепалеозойскую толщу в бассейне р. Денвер [25], формацию San Andres [26], часть карбонатной формации Leduc и Nisku в провинции Альберта [27], меловые карбонаты формации Natin в Омане [28], меловые карбонаты Турции [29] и многие другие.

Для этих формаций типичен парагенез с высокоуглеродистыми сланцеватыми нефтематеринскими породами, которые по латерали замещают карбонатные клиноформы.

На территории России глинисто-карбонатные и карбонатные клиноформные комплексы, предпо-

**Рис. 4.** Седиментологическая интерпретация карбонатных верхнедевон-турнейских отложений по фрагменту глубинного разреза сейсмопрофиля P0803058000002  
**Fig. 4.** Sedimentological interpretation of Upper Devonian-Tournaisian carbonate deposits in the fragment of deep section of P0803058000002 seismic line



ложительно представленные подводными конусами выноса, впервые были отмечены в турнейских отложениях Камско-Кинельской системы прогибов [30] и затем в рифах Урало-Поволжья [31].

Клиноформные комплексы в верхнедевон-турнейских отложениях выделялись в Тимано-Печорской провинции В.Вл. Меннером, Н.В. Беляевой, М.В. Михайловой и многими другими исследователями ([17, 32] и др.). Эти авторы выделили «карбонатные клиноформы» и глинистые толщи заполнения и считали, что эти толщи и клиноформные тела связаны с регрессивными стадиями. В результате этих исследований клиноформные комплексы были детально стратифицированы, но характеристика литологических свойств и емкостных параметров была приведена только для карбонатных частей клиноформ на небольших участках. Большая часть объема клиноформных комплексов предполагалась непродуктивной вследствие отсутствия или низкого содержания пород-коллекторов.

Клиноформные комплексы в турнейском ярусе в южной части Соликамской впадины были детально рассмотрены Э.К. Сташковой и А.Н. Морошкиным [33].

Целенаправленные работы по выявлению залежей в карбонатных подводных конусах выноса обломочного материала не проводились. Особенно сложно эта задача решается в фаменских карбонатных

клиноформах, отличающихся слабой морфологической выраженностью, линзовидным распределением пород-коллекторов, большой мощностью и отсутствием внутриформационных флюидоупоров. Тем не менее установленная в ряде мест продуктивность, большие площади распространения, парагенез с нефтематеринскими породами определяют перспективы нефтеносности этого типа отложений (см. рис. 1).

Подводные конусы выноса сформировались в результате выноса обломочного материала по межрифтовым проливам из центральных зон палеосводов на внутренние и внешние их склоны. Проксимальные зоны подводных конусов выноса к центральным зонам палеосводов замещены комплексом отложений межрифтовых проливов (см. рис. 1).

Максимальные мощности карбонатных клиноформных комплексов среднего и верхнего фамена характерны для центральных и дистальных частей клиноформ внешних склонов палеосводов. Они сложены в основном массивными карбонатными брекчиями, обломочный материал в которых представлен слабодолмитизированными (содержание доломита до 5 %) плотными известняками разнообразной структуры (шламово-детритовыми, комковато-водорослевыми с фораминиферами, пелитоморфными и микрокристаллическими). Цементирующим материалом служит карбонат разнообразной струк-



## К ЮБИЛЕЮ Е.А. КОЗЛОВСКОГО

туры: от шламово-детритовой и пелитоморфной до органогенно-обломочной, часто цемент представлен углеродистыми карбонатно-кремнистыми породами, а также яснокристаллическим кальцитом. Характерными признаками интервалов развития брекчий являются ярко выраженная неоднородная пятнистая текстура и вынос зерна в виде щебня изометричной формы различного размера.

При микроскопическом изучении брекчиевая текстура чаще всего не наблюдается. Породы характеризуются неоднородностью петрофизических и литологических свойств.

Помимо карбонатных брекчий, в строении комплексов участвуют доломитовые известняки (до 30 % доломита), органогенно-обломочные известняки и карбонатно-кремнисто-углеродистые породы, слагающие внутри комплекса отдельные линзовидные тела. Отсутствие пластов глинистых пород в составе комплексов затрудняет выявление внутреннего строения клиноформы, обусловленное периодическим поступлением обломочного материала на склоны палеосводов. В дистальных зонах подводных конусов выноса эту роль выполняют углеродистые карбонатно-кремнистые породы доманиковского типа.

Большие мощности среднефранско-фаменских отложений (от 325 до 835 м), массивное строение, карбонатный состав и наличие пород-коллекторов часто являются причиной выделения этих отложений на локальных участках в качестве рифовых тел. Последние отличаются присутствием углеродистых карбонатно-кремнистых пород в фаменском ярусе, линзовидной формой залегания пород-коллекторов, мощность которых может достигать 30–70 м, более низким коэффициентом эффективной толщины, слабой морфологической выраженностью в разрезе и широким площадным распространением (см. рис. 1 С).

Изучение разрезов этого типа в пределах склонов Северо-Татарского, Южно-Татарского, Башкирского, Жигулевского и Веслянского палеосводов позволило авторам статьи разработать систему геолого-геофизических эталонов средне- и верхнефаменских клиноформных комплексов (см. рис. 2 С). Разработанные эталоны позволили выделить фаменские клиноформы в сейсмической записи и закартировать их распространение (рис. 3, 4).

Залежи УВ в фаменских клиноформах в пределах Пермско-Башкирской, Уфимской и Арланской НГО установлены на Шавьядинском, Байшадинском, Тепляковском, Ургинском, Дороховском, Саузбашевском, Сергеевском и других месторождениях, на некоторых из них залежи содержатся и в перекрывающих отложениях турнейского яруса.

В отличие от карбонатных клиноформ среднего и верхнего фамена, плохо расчленяющихся на отдельные самостоятельные тела среднего и верхнего фамена, в **турнейском комплексе четко выделяются**

**черепетские карбонатные или глинисто-карбонатные клиноформные тела** (см. рис. 1 D), карбонатно-глинистые и глинистые клиноформы кизеловского горизонта. Клиноформы турнейского яруса формируют линейные зоны вдоль бортовых уступов Камско-Кинельской системы прогибов, последовательно омолаживаясь по направлению к центральным зонам депрессий. Наиболее перспективны в отношении нефтеносности черепетские клиноформы, содержащие породы-коллекторы (обломочные известняки) и перекрытые глинистыми пачками кизеловского горизонта. Зоны таких ловушек отчетливо выделяются по восточному борту Актаныш-Чишминского прогиба (см. рис. 1). От палеосвода к центральной зоне прогиба наблюдается последовательная смена клиноформных комплексов среднего – верхнего фамена, черепетского и кизеловского горизонтов (см. рис. 3).

Нефтегазоносность клиноформного комплекса кизеловского горизонта подробно рассмотрена О.М. Мкртчяном [10]. По его данным, промышленная нефтеносность турнейских клиноформ в северо-восточной прибортовой зоне Актаныш-Чишминского палеопрогиба установлена на Саузбашевском, Андреевском, Менеузовском, Манчаровском месторождениях. К этой же зоне приурочены залежи нефти в турнейских отложениях на Чекмагушевском, Саитовском, Ахтинском и других месторождениях.

В южной части Актаныш-Чишминского прогиба и в пределах Бельской впадины выделяется перспективная зона ловушек, связанных с карбонатным клиноформным комплексом черепетского горизонта. На этой территории в качестве зонального флюидоупора рассматриваются глины, залегающие в основании кизеловского горизонта.

### Структурно-литологические и литологические ловушки в нижнепермском карбонатном комплексе

Изучение нижнепермских карбонатных отложений Предуралья и Урала началось в конце XVIII в. П.С. Палласом, И.И. Лепехиным и И.Г. Георги в ходе первых маршрутных исследований. В 1849 г. Р.И. Мурчисон в этом регионе выделил пермскую систему в качестве самостоятельного стратиграфического подразделения. В 1874 г. А.П. Карпинский вычленил артинский ярус, который подразделил на сакмарский и артинский пояса. В 1930-е гг. в них было открыто первое нефтяное Верхнечусовское месторождение в брахиоподово-мшанковых известняках артинского яруса. В 1950-е гг. В.Д. Наливкин [34] при изучении Уфимского плато доказал наличие в карбонатных отложениях рифовых массивов, формирующих дуванские, саргинские и сылвенские рифы, располагающиеся в виде протяженных зон, ориентированных субмеридионально.

Нижнепермские рифовые отложения вскрыты скважинами Кунгур-Кордон-27, Выдрянская-40, Ка-



лино-Усьва-76, 77, Бишкаинские-19, 20, 23 и многими другими, а также изучались в обнажениях в Пермском крае, Башкирии [15, 34, 35] и др. Основными рифостроителями являются палеоаплизины, мшанки, водоросли, четырехлучевые кораллы, а также брахиоподы и фораминиферы. Они слагают крупные массивы мощностью до 200–400 м, состоящие из сложного чередования биогермных тел и обломочных карбонатных отложений рифовых шлейфов. Поперечные размеры в обнажениях (рифы Плакун, по р. Березовке, Шиханские и др.) составляют 2–5 км.

В нижнепермских карбонатных отложениях региона в настоящее время открыто более 60 месторождений УВ. Из них в рифовых комплексах Соликамской впадины — 3, в Юрюзано-Сылвенской впадине — 3, Бельской и Мраковской — более 30. Почти все известные месторождения связаны со структурными ловушками и приурочены в основном к артинским отложениям. Флюидоупорами служат соли иренинского горизонта, сульфатно-карбонатные отложения филипповского горизонта или карбонатно-терригенные дивьинская или урминская свиты артинского яруса. Основная задача проведенных исследований — выявление зон развития структурно-литологических и литологических ловушек.

Образование структурно-литологических и литологических ловушек возможно в:

- одиночных рифовых массивах;
- рифовых и шлейфовых отложениях в барьерной системе, ограниченных по латерали плотными карбонатными и глинисто-карбонатными отложениями межрифовых проливов;
- оползневых карбонатных комплексах на склоне рифовой системы в линзах биогермных и шлейфовых карбонатов.

Основная задача исследований — определение интервалов развития рифовых отложений и их взаимоотношения с вмещающими породами. Для решения этой задачи используется методика седиментационного моделирования осадочных комплексов [1].

Рифовые отложения являются основным источником карбонатного материала, вокруг которого формируется комплекс карбонатных пород, включающий, помимо собственно рифовых, образования шельфа, склона и депрессионной зоны и образующие единую сложнопостроенную полифаціальную толщу.

Нижнепермским отложениям Предуральского прогиба (Соликамская, Юрюзано-Сылвенская и Бельская впадины) и сопредельных районов (Быско-Кунгурская впадина, Башкирский свод, Косьвинско-Чусовская седловина, Благовещенская впадина) свойственна значительная латеральная и вертикальная фаціальная изменчивость, которая была отмечена в 1949–1950 гг. В.Д. Наливкиным, а затем подтверждена многочисленными дальнейшими

исследованиями, проведенными В.Д. Наливкиным, И.К. Королюк, А.В. Ярошенко, Г.А. Мизенсом, Б.И. Чувашовым, Ю.А. Ехлаковым, В.З. Хурсиком и др. Выполненные ими исследования позволили проследить полосы развития дуванских, тулумбасовских и саргинско-сылвенских рифов и по данным сейсморазведки 2D в Пермской области выделить многочисленные рифогенные постройки. В целом в направлении с запада на восток от Восточно-Европейской платформы к Уралу наблюдаются следующие палеогеографические обстановки, обуславливающие фаціальную зональность: зарифовая лагуна и шельф, рифовая система, склон рифовой системы, депрессионная зона, впадина, заполняемая преимущественно терригенными осадками.

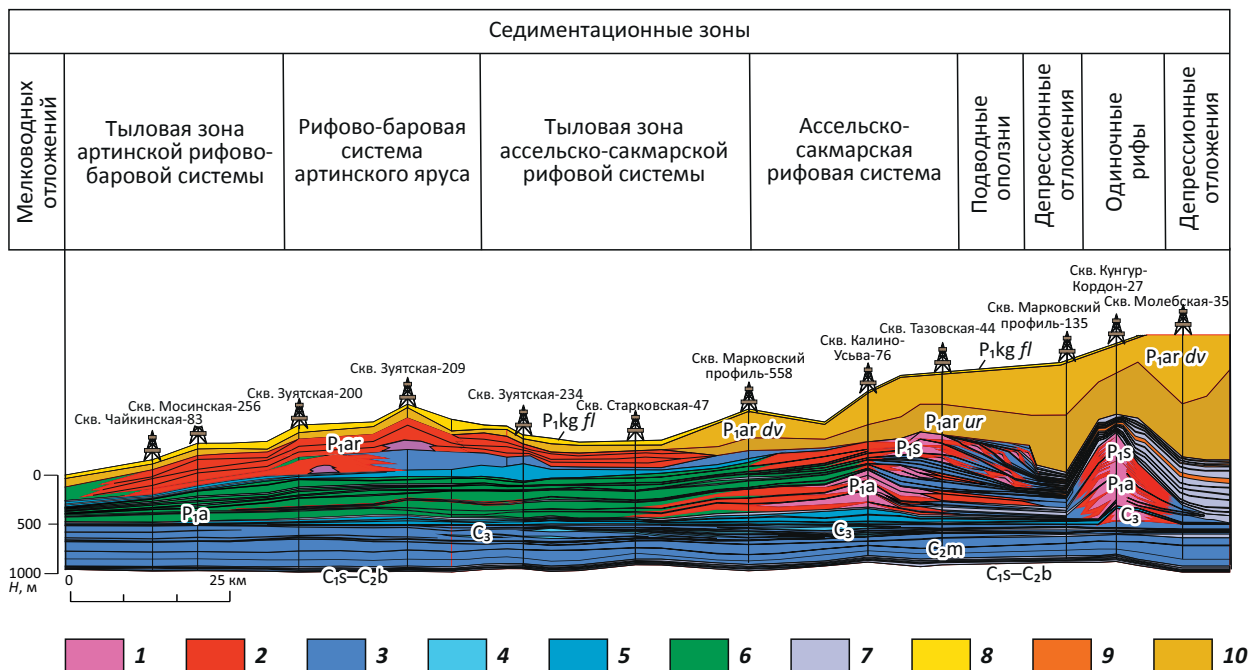
В течение последних 8 лет во ВНИГНИ были проведены исследования нижнепермского карбонатного комплекса, включающие переинтерпретацию данных бурения и сейсморазведки, в том числе построение регионального сейсмического куба, позволившие уточнить конфигурацию рифовых зон и расположение в них органогенных построек, положение межрифовых проливов, одиночных рифов, границу замещения карбонатных нижнепермских отложений терригенными флишоидными толщами в восточной части Предуральского прогиба, а также выделить на склоне рифовой системы зону развития оползневых карбонатных тел, представляющих поисковый интерес, не изученную бурением.

По результатам данных бурения, включающих стратиграфическое расчленение разрезов скважин (более 400) и проведение седиментологического анализа, выявлено строение ассельско-артинского карбонатного комплекса и положение в нем рифовых отложений, разработана седиментационная модель (рис. 5), отражающая закономерности строения толщи в направлении наибольшей фаціальной изменчивости.

В карбонатном ассельско-артинском комплексе выделяется несколько седиментационных зон:

- глинисто-карбонатных депрессионных отложений в ассельском ярусе и терригенных отложений в артинском и сакмарском ярусах;
- одиночных рифов;
- подводных оползней;
- склона барьерной рифовой системы;
- барьерной рифовой системы в ассельском и сакмарском ярусах;
- межрифовых проливов в ассельском и сакмарском ярусах;
- тыловая зона ассельско-сакмарской рифовой системы;
- тыловая зона артинской рифово-барово́й системы;
- рифово-барово́я система артинского яруса;

Рис. 5. Типовая седиментационная модель среднекаменноугольно-нижнепермских отложений  
 Fig. 5. Typical sedimentation model of Middle Carboniferous – Lower Permian deposits



**Отложения (1–10):** 1 — рифовые, 2 — обломочные карбонатные рифовых шлейфов, 3 — карбонатные и глинисто-карбонатные склона, 4 — тела подводных карбонатных конусов выноса, 5 — карбонатные открытого шельфа, 6 — карбонатные закрытого шельфа, 7 — глинистые, глинисто-карбонатные и алевритово-глинистые реперные пласты, 8 — известняки, гипсы и ангидриты, 9 — пласты алевритов и песчаников, 10 — карбонатно-терригенные.

$P_1kg fl$  — филипповский горизонт кунгурского яруса; свиты:  $P_1ar dv$  — дивьянская артинского яруса,  $P_1ar ur$  — урминская артинского яруса; ярусы:  $P_1ar$  — артинский,  $P_1a$  — ассельский,  $P_1s$  — сакмарский,  $C_1s-C_2b$  — серпуховский и башкирский,  $C_2m$  — московский

**Deposits (1–10):** 1 — reef, 2 — clastic carbonate rocks of reef aprons, 3 — carbonate and argillaceous-carbonate deposits of slope, 4 — bodies of carbonate submarine fans, 5 — carbonate of open shelf, 6 — carbonate of closed shelf, 7 — argillaceous, argillaceous-carbonate and silty-argillaceous benchmark beds, 8 — limestone, gypsum, and anhydrite, 9 — siltstone and sandstone beds, 10 — carbonate-terrigenous.

$P_1kg fl$  — Filippovsky Horizon of Kungurian Stage; formations:  $P_1ar dv$  — Div'insky of Artinskian Stage,  $P_1ar ur$  — Urminsky of Artinskian Stage; stages:  $P_1ar$  — Artinskian,  $P_1a$  — Asselian,  $P_1s$  — Sakmarian,  $C_1s-C_2b$  — Serpukhovian and Bashkirian,  $C_2m$  — Moskovian

- мелководных отложений ассельского, сакмарского и артинского ярусов (мощность от 500 до 600 м);
- мелководных отложений ассельского, сакмарского и артинского ярусов (мощность от 400 до 500 м).

Кроме этого выделены две зоны с терригенным осадконакоплением. В первой — терригенные отложения развиты в верхнем карбоне, асселе, сакмаре и арте, во второй — в асселе, сакмаре и арте.

В Юрюзано-Сылвенской впадине и ее обрамлении традиционно выделялись две основные зоны развития рифовых отложений — ассельско-сакмарская (дуванские и тулумбасовские рифы) и артинская (саргинско-сылвенские рифы). Анализ данных бурения (рис. 6) показал, что в зоне развития артинских рифов (скважины Зюятские-209, 234; Кокуйская-81 и др.), вследствие многократного размыва и переотложения, резко преобладают обломочные карбонатные породы, являющиеся продуктами разрушения рифовых построек и формирующие береговые бары, а собственно рифовые (биогермные) отложения составляют не более 20 % мощности артинского интер-

вала, что характерно для рифово-барового комплекса прибрежной зоны [1], в связи с чем она выделена как артинская рифово-баровая система.

Разрезы скважин на модели расположены по направлению наибольшей изменчивости вкрест простирания фациальных зон, для этого они сносятся на прямую вдоль границ фациальных зон.

В Юрюзано-Сылвенской впадине установлено присутствие двух параллельных фациальных рядов — рифового и межрифовых проливов. Разрезы рифового ряда характеризуются низким содержанием глинисто-карбонатных пластов ( $K_{гк} = 0,05-0,15$ ) и наличием массивных интервалов развития карбонатных рифовых отложений. Разрезы межрифовых проливов отличаются повышенным содержанием глинисто-карбонатных отложений ( $K_{гк} = 0,2-0,35$ ), слоистым строением и отсутствием биогермных построек. Межрифовые проливы пререзают барьерную рифовую систему и ее тыловую часть. Ширина проливов составляет 15–60 км. Оба ряда к востоку переходят в депрессионные отложения во впадине, а к западу — в мелководные шельфовые отложения на палеосводе.

Рис. 6. Схема корреляции типовых разрезов среднекаменноугольно-нижнепермских отложений  
Fig. 6. Correlation chart of typical Middle-Carboniferous-Lower Permian sections

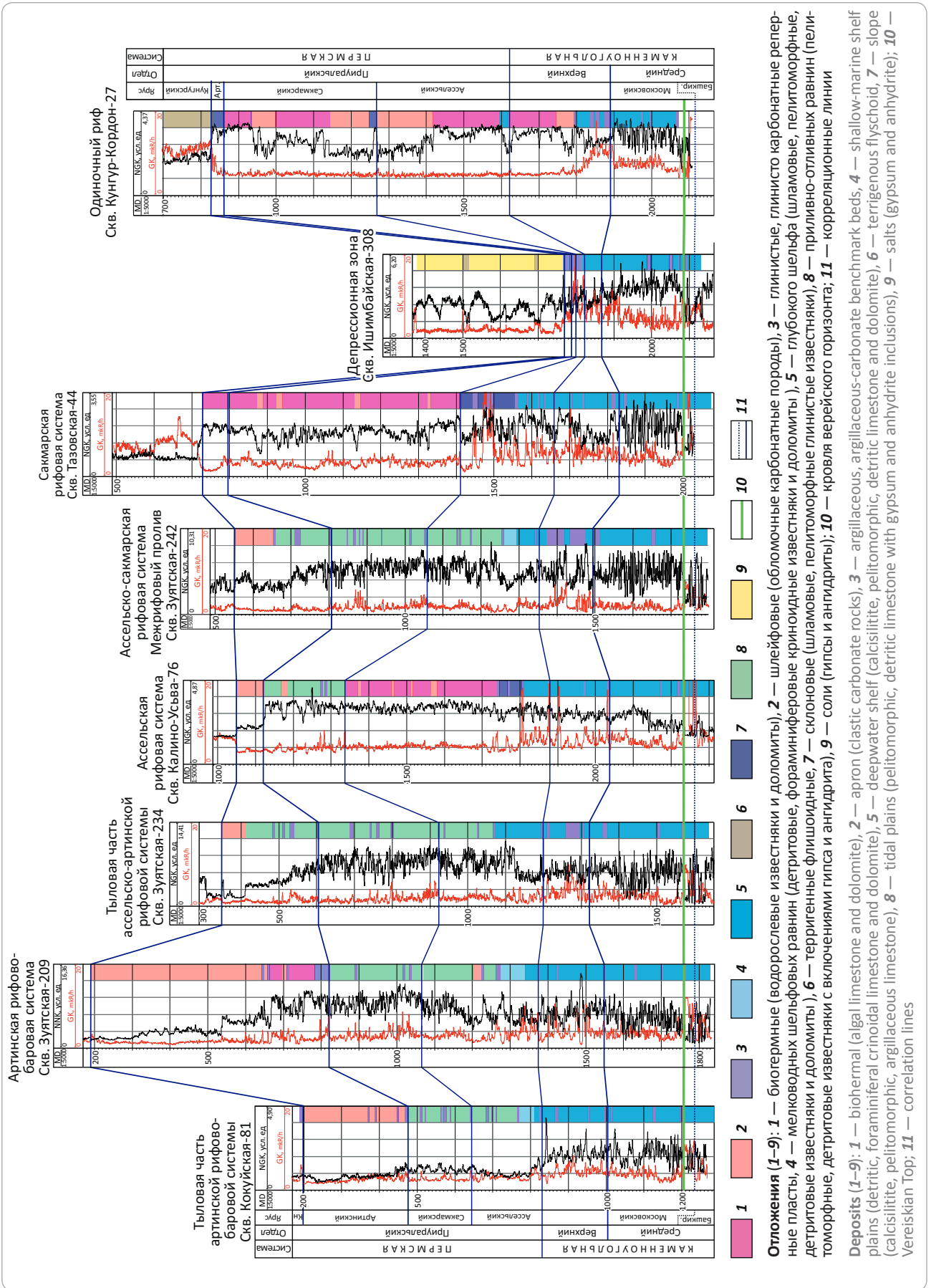
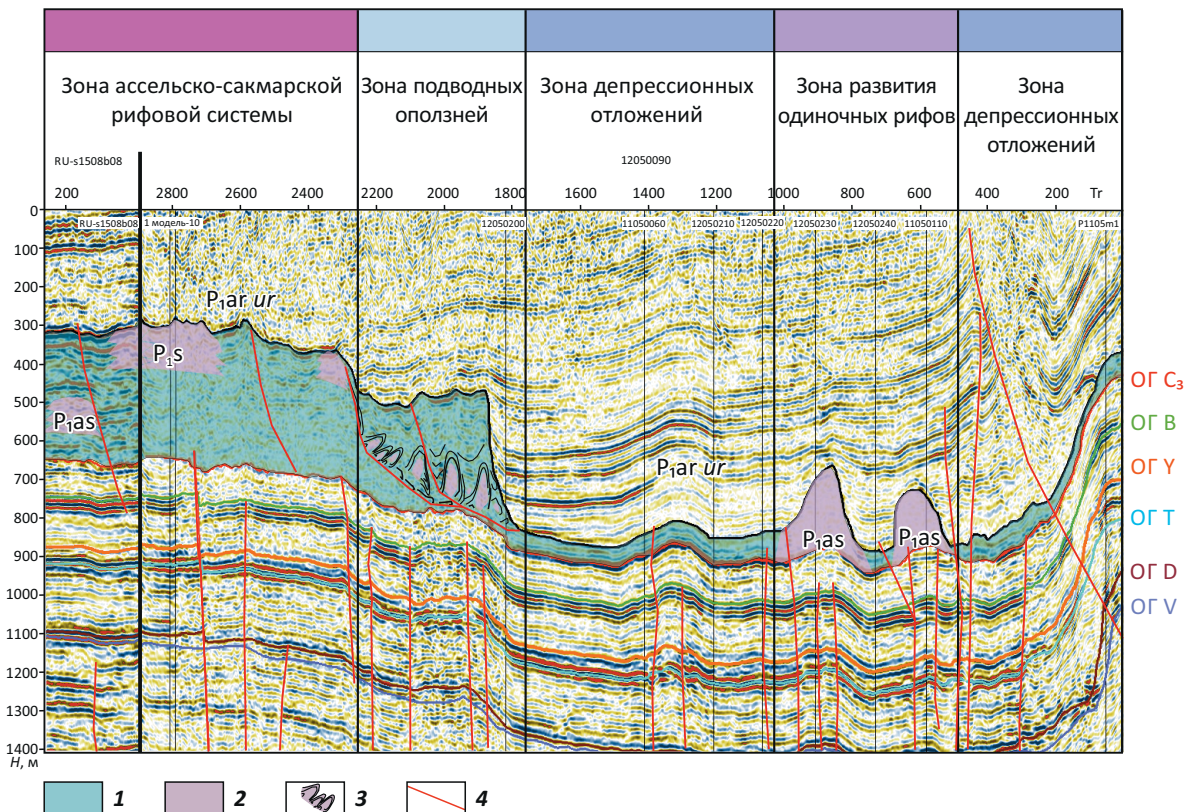


Рис. 7. Геологическая интерпретация фрагмента комбинированного профиля (RU-s1508b08 – 12050090) в нижнепермских отложениях  
 Fig. 7. Geological interpretation of slalom line fragment (RU-s1508b08 – 12050090), Lower Permian formations



1 — плотные карбонатные отложения склона и депрессионной зоны; 2 — рифовые массивы; 3 — рифовые массивы в зоне оползней; 4 — разрывные нарушения

Отражающие горизонты, связанные с: C<sub>3</sub> — кровлей верхнего карбона, V — кровлей вендских отложений.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

1 — tight carbonate deposits of slope and zone of depression; 2 — reef massif; 3 — reef massif in zone of landslide; 4 — faults

Reflecting horizons associated with: C<sub>3</sub> — Upper Carboniferous Top, V — Vendian Top.

For other Legend items see Fig. 3

Для интерпретации данных сейсморазведки и выявления зон развития рифовых отложений и связанных с ними ловушек выделены геолого-геофизические типы разрезов нижнепермских отложений для разных фациальных зон (см. рис. 6).

Типы разрезов и седиментационная модель послужили основой для геологической интерпретации данных сейсморазведки (рис. 7). На профиле выделяются рифовые тела, слоистые отложения области развития депрессионных ассельско-сакмарских отложений доманикового типа сокращенной мощности, слоистый терригенный комплекс урминской свиты артинского яруса, перекрывающий карбонатные отложения нижней перми.

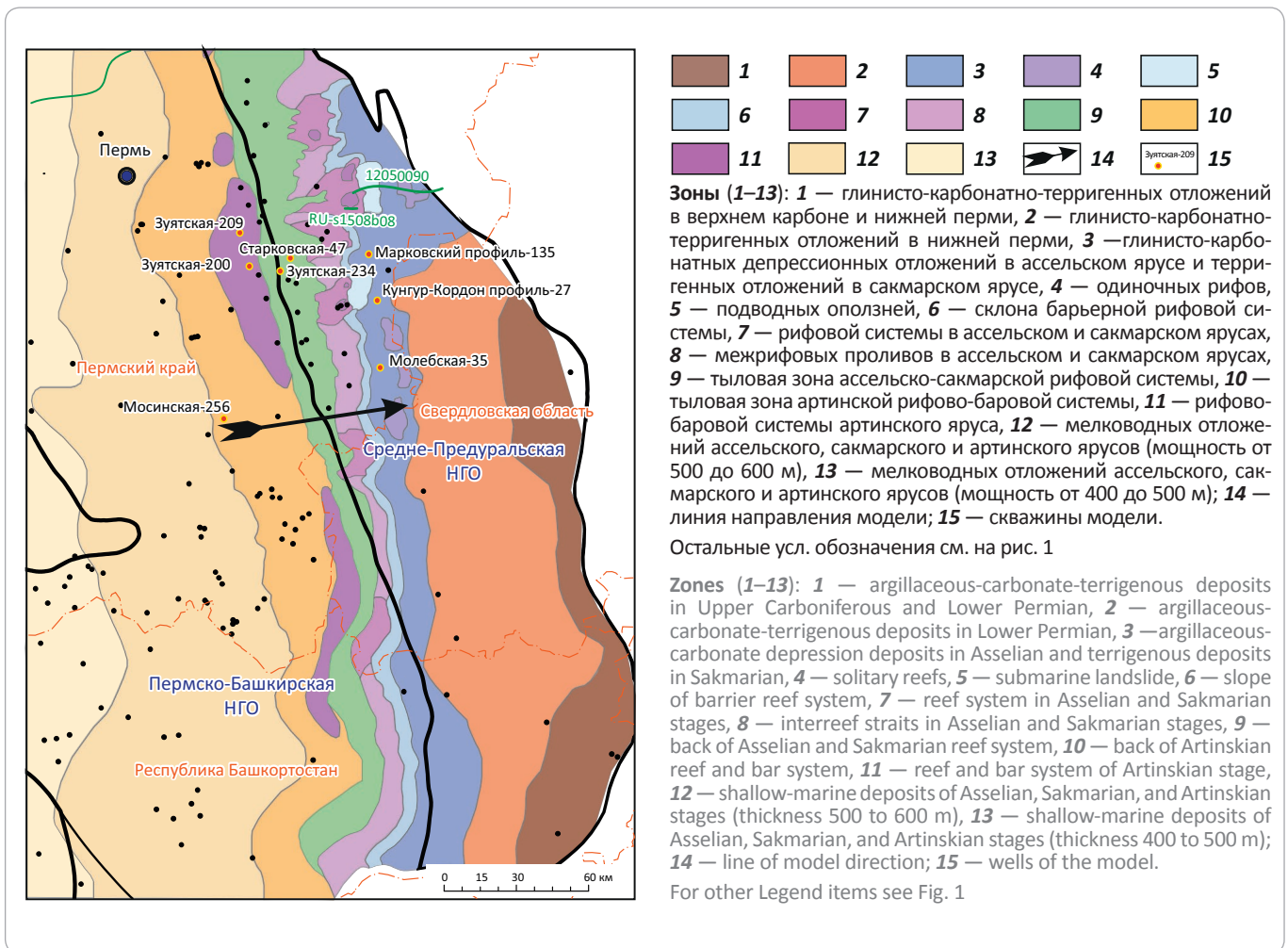
На основании интерпретации данных сейсморазведки, типовых разрезов скважин по технологии «Регион-Сейс 3D» [2, 3] на базе региональных сейсмических кубов выполнено картирование седиментационных зон (рис. 8).

В ассельско-артинском НГК в средней и южной частях Предуралья для поисков месторождений нефти и газа в структурно-литологических и литологических ловушках перспективны следующие объекты и территории.

1. Одиночные рифовые массивы ассельско-сакмарского возраста в центральной части Юрюзано-Сылвенской впадины. В них возможно образование литологических ловушек амплитудой до 300–400 м и площадью 10–15 км<sup>2</sup>. Флюидоупором являются карбонатно-глинистые отложения урминской свиты, по латерали они экранируются депрессионными глинисто-карбонатными отложениями ассельского и сакмарского ярусов. Эта зона расположена к востоку от зоны ассельско-сакмарских рифов, в которых открыто Лысьвенское месторождение.

2. Рифовые комплексы сакмарского яруса и тыловая часть ассельско-сакмарской рифовой системы в северной части Юрюзано-Сылвенской

Рис. 8. Карта строения ассельско-артинских отложений Юрюзано-Сылвенской депрессии  
 Fig. 8. Map of Asselian–Artinskian deposits structure in the Yuryuzano-Sylvensky Depression



впадины, перекрытые карбонатно-глинистыми отложениями дивьинской и урминской свит. С ними связана возможность обнаружения структурных и структурно-литологических ловушек амплитудой 30–40 м и площадью 20–40 км<sup>2</sup>. Перспективы территории подтверждаются наличием в ней небольших месторождений (Копальнинское, Селинское) и газо-нефтепроявлений на Комарихинской и Столбовской площадях, в скв. Калино-Усьва-547, Вязовской, Березовской структурах.

3. Тыловая часть ассельско-сакмарского рифового комплекса и артинская рифово-бароватная система в южной части Соликамской впадины на Всеволодо-Вильвенской площади, содержащая пласты обломочных карбонатных пород-коллекторов рифовых шлейфовых и баров, являющихся продуктами разрушения рифовых построек, и артинские рифы, перекрытые сульфатно-карбонатными отложениями филипповского горизонта, карбонатно-глинистыми отложениями дивьинской или урминской свит. Перспективы обнаружения структурных ловушек нефти подтверждаются наличием месторождений в цен-

тральной и северной частях Соликамской впадины (Гагаринское, Озерное) и на Косьвинско-Чусовской седловине (Ульяновское, Ольховское) и многочисленными нефтепроявлениями.

4. Оползневые тела на восточном склоне ассельско-сакмарской рифовой системы. В них возможно образование литологических и тектонически экранированных ловушек. Тела этого типа установлены на ряде сейсмических профилей в центральной и южной частях Юрюзано-Сылвенской впадины. Они не вскрыты бурением и для их изучения и прослеживания нет достаточно плотной сети сейсмопрофилей.

*Работы выполнены в рамках Госконтракта «Обоснование перспектив нефтегазоносности высокобитуминозных отложений доманикоидного типа (нетрадиционные источники сланцевой нефти) на основе комплексных геолого-геофизических и геохимических исследований» № К.41.2014.004, и Госзаданий ФГБУ «ВНИГНИ» в 2017, 2018 гг.*

## Литература

1. *Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов* / Под ред. Н.К. Фортунатовой. – М. : НИИ-Природа, 2000. – 249 с.
2. *Мушин И.А., Фортунатова Н.К., Белоусов Г.А.* Технологии построения объемных седиментационно-емкостных моделей осадочных бассейнов // Технологии сейсморазведки. – 2012. – № 1. – С. 37–45.
3. *Фортунатова Н.К., Копилевич Е.А., Афанасьев М.Л.* Технология седиментационно-емкостного моделирования природных резервуаров нефти и газа. – М. : ВНИГНИ, 2012. – 79 с.
4. *Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г.* Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях // Недропользование XXI век. – 2017. – Т. 67. – № 4. – С. 104–115.
5. *Маслов В.П.* Геолого-литологические исследования рифовых фаций Уфимского плато // Тр. ГИН АН СССР. Сер. Геол. – 1950. – Вып. 118. – № 42. – 300 с.
6. *Мирчинк М.Ф., Мкртчян О.М.* О рифогенных структурах Бирской седловины // Докл. АН СССР. – 1961. – Т. 138. – № 6. – С. 1424–1427.
7. *Грачевский М.М., Хачатрян Р.О., Комардинкина Г.Н.* О рифовой природе Хилковского карбонатного массива // Докл. АН СССР. – 1963. – Т. 153. – № 2.
8. *Мкртчян О.М.* Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур востока Урало-Поволжья. – М. : Наука, 1964. – 119 с.
9. *Мкртчян О.М., Хатъянов Ф.И., Шалагинова Ф.П.* Применение сейсморазведки для поисков нефтеносных структур, связанных с верхнедевонскими рифами // Геология нефти и газа. – 1965. – № 2.
10. *Мкртчян О.М.* Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской платформы. – М. : Наука, 1980. – 134 с.
11. *Хачатрян Р.О., Трохова А.А.* О рифогенных карбонатных массивах востока Русской платформы // Тектоника и размещение нефтегазовых месторождений востока Русской платформы. – М. : Наука, 1968. – С. 152–165.
12. *Антропов И.А.* О рифовых образованиях девона и нижнего карбона центральной части востока Русской платформы // Ископаемые рифы и методика их изучения. – Свердловск : УФ АН СССР, 1968. – С. 123–131.
13. *Хатъянов Ф.И.* Геолого-геофизические особенности погребенных рифовых массивов в связи с проблемой их поисков // Ископаемые рифы и методика их изучения. – Свердловск : УФ АН СССР, 1968. – С. 226–247.
14. *Юнусов М.А., Тимергазин К.К., Зубик И.Л. и др.* Новые данные о рифовой природе Чермасанского массива Западной Башкирии // Докл. АН СССР. – 1971. – Т. 198. – № 5. – С. 1163–1166.
15. *Королюк И.К.* Органогенные постройки и рифовые формации палеозоя западного склона Южного Урала и Приуралья // Литология и палеогеография биогермных массивов. – М. : Наука, 1983. – С. 45–56.
16. *Проворов В.М.* Особенности строения и нефтегазоносности верхнедевонско-турнейского палеошельфа северных и западных районов Урало-Поволжья // Геология нефти и газа. – 1992. – № 7. – С. 16–19.
17. *Беляева Н.В., Корзун А.Л., Петрова Л.В.* Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке Европейской платформы (в связи с формированием рифовых резервуаров). – СПб. : Наука, 1998. – 154 с.
18. *Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Гумаров Р.К., Васильев И.В.* Строение и перспективы нефтегазоносности девонских и каменноугольных отложений востока Токмовского свода (Республика Чувашия) // Малоизученные нефтегазоносные регионы и комплексы России (прогноз нефтегазоносности и перспективы освоения). – М. : ВНИГНИ, 2001. – 113 с.
19. *Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Гумаров Р.К., Екименко В.А., Тарасов Е.А. и др.* 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. 25–33.
20. *Чижова В.А.* О методах и результатах изучения нефтегазоносных рифогенных и клиноформных образований Камско-Кинельской системы впадин // Сб. науч. тр. ВНИИнефть. – 2002. – Вып. 128. – С. 51–100.
21. *Никитин Ю.И., Остапенко С.В., Щеглов В.Б.* Новое направление геолого-разведочных работ в Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2001. – № 11. – С. 13–18.
22. *Никитин Ю.И., Щеглов В.Б., Чикина Н.Н.* Верхнефранские рифы Рубежинского прогиба, Оренбургская область // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2011. – Вып. 68. – С. 3–5.
23. *Никитин Ю.И., Вилесов А.П., Корягин Н.Н.* Нефтеносные франские рифы — новое направление геолого-разведочных работ в Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 5. – С. 4–11.
24. *Montgomery S.L.* Permian Bone Spring Formation: Sandstone Play in the Delaware Basin. Part I. Slope // AAPG Bulletin. – 1997. – Т. 81. – № 8. – С. 1239–1258.
25. *Montgomery S.L., Goolsby S., Pierini D.* Permian (Wolfcampian) Admire «C»: New Exploratory Potential in the Northern Denver Basin // AAPG Bulletin. – 1998. – Т. 82. – № 12. – С. 2173–2191.
26. *Kenter J.A.M., Bracco Gartner G.L., Schlager W.* Seismic models of a mixed carbonate-siliciclastic shelf margin: Permian upper San Andres Formation, Last Chance Canyon, New Mexico // Geophysics. – 2001. – Т. 66. – № 6. – С. 1744–1748.
27. *Atchley S.C., West L.W., Sluggett J.R.* Reserves growth in a mature oil field: The Devonian Leduc Formation at Innisfail field, south-central Alberta, Canada // AAPG Bulletin. – 2006. – Т. 90. – № 8. – С. 1153–1169.
28. *Van Buchem F.S.P., Razin Ph., Homewood P.W., Oterdoom W.H., Philip J.* Stratigraphic organization of carbonate ramps and organic-rich intrashelf basins: Natih Formation (middle Cretaceous) of northern Oman // AAPG Bulletin. – 2002. – Т. 86. – № 1. – С. 21–53.
29. *Janson X., Eberil G.P., Bonnaffe F., Gaumet F., de Casanove.* Seismic expressions of a Miocene prograding carbonate margin. Mut Basin, Turkey // AAPG Bulletin. – 2007. – Т. 91. – № 5. – С. 685–713.

30. Надежкин А.Д., Постников Д.В., Фаттахутдинов Г.А. Накопления песчаников и обломочных известняков в бортовой зоне Актаныш-Чишминского прогиба и связанные с ними структурные формы // Геология и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов. – Казань : Изд-во Казанского университета, 1970. – С. 201–207.
31. Мирчинк М.Ф., Мкртчян О.М., Хатьянов Ф.И. Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методика поисков. – М. : Недра, 1974. – 152 с.
32. Меннер В.В., Шувалова Г.А., Обуховская Т.Г. и др. Колебания уровня моря и история позднедевонского бассейна в Тимано-Печорской провинции // Изв. вузов. Геология и разведка. – 2001. – № 5.
33. Сташкова Э.К., Морошкин А.Н. Оценка внутреннего строения месторождения по данным бурения и сейсморазведки в сложной клиноформной зоне // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 11. – С. 84–90.
34. Наливкин В.Д. Фации и геологическая история Уфимского плато и Юрюзано-Сылвенской депрессии. – Л. : Гостоптехиздат, 1950. – 128 с.
35. Порфирьев Г.С. Нижнепермские отложения. – Л. : ВНИГРИ, 1963. – 285 с.

## References

1. *Depositional* modelling of carbonate sedimentary sequences. In: N.K.Fortunatova ed. Moscow: NIA-Priroda, 2000. 249 p.
2. Mushin I.A., Fortunatova N.K., Belousov G.A. Technology for creation of 3D sedimentation-capacity models of sedimentary basins. *Tekhnologii seismorazvedki*. 2012;(1):37–45.
3. Fortunatova N.K., Kopilevich E.A., Afanas'ev M.L. Natural oil and gas reservoirs: technology of sedimentation-storage modelling. Moscow: VNIGNI; 2012. 79 p.
4. Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Teneta-Gurii A.G. Temporary methodological recommendations on the calculation of oil reserves in Domanic Productive sediments. *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2017;67(4):104–115.
5. Maslov V.P. Geological and lithological studies of reef facies. *Tr. GIN AN SSSR. Ser. Geol.* 1950. Issue 118. № 42. 300 p.
6. Mirchink M.F., Mkrтчyan O.M. Reef structure of the Birsky Saddle. *Dokl. AN SSSR*. 1961;138(6):1424–1427.
7. Grachevskii M.M., Khachatryan R.O., Komardinkina G.N. Reef origin of the Khilkovsky carbonate massif. *Dokl. AN SSSR*. 1961;138(6):1424–1427.
8. Mkrтчyan O.M. Upper Devonian reefs and their role in oil bearing structures formation in eastern Urals-Volga Region. Moscow: Nauka; 1964. 119 p.
9. Mkrтчyan O.M., Khat'yanov F.I., Shalaginova F.P. Seismic surveys in exploration of oil-bearing structures associated with Upper Devonian reefs. *Geologiya nef'ti i gaza = Oil and gas geology*. 1965;(2)
10. Mkrтчyan O.M. Common factors of structural forms occurrence in the eastern Russian Platform. Moscow: Nauka; 1980. 134 p.
11. Khachatryan R.O., Trokhova A.A. Reef carbonate massifs in the eastern Russian Platform. Moscow: Nauka; 1968. pp. 152–165.
12. Antropov I.A. Devonian and Lower Carboniferous reef formations in the central part of the eastern Russian Platform. In: *Iskopaemye rify i metodika ikh izucheniya*. Sverdlovsk: UF AN SSSR, 1968. pp. 123–131.
13. Khat'yanov F.I. Geological and geophysical features of buried reef massifs in view of their exploration problems In: *Iskopaemye rify i metodika ikh izucheniya*. Sverdlovsk: UF AN SSSR, 1968. pp. 226–247.
14. Yunusov M.A., Timergazin K.K., Zubik I.L. et al. New data on reef origin of Chermasansky massif in Western Bashkiria. *Dokl. AN SSSR*. 1971;198(5):1163–1166.
15. Korolyuk I.K. Palaeozoic organogenic structures and reef formations in the western slope of Southern Urals and Cisurals. In: *Litologiya i paleogeografiya biogermnykh massivov*. Moscow: Nauka; 1983. 45–56.
16. Provorov V.M. Upper Devonian- Tournaisian paleo-shelf of northern and western Urals-Volga regions: features of structure and oil and gas occurrence. *Geologiya nef'ti i gaza = Oil and gas geology*. 1992;(7):16–19.
17. Belyaeva N.V., Korzun A.L., Petrova L.V. Model of Frasnian-Tournaisian series deposition in the north-eastern European Platform (in relation to reef reservoirs formation). St. Petersburg: Nauka, 1998. 154 p.
18. Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Gumarov R.K., Vasil'ev I.V. Devonian and Carboniferous formations of eastern Tokmovsky Arch (Chuvash Republic): structure and petroleum potential. In: *Maloizuchennyye neftegazonosnyye regiony i komplekсы Rossii (prognoz neftegazonosnosti i perspektivy osvoeniya)*. Moscow: VNIGNI; 2001. 113 p.
19. Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Guri A.G., Gumarov R.K., Ekimenko V.A., Tarasov E.A. Clinoform bodies in Paleozoic carbonate sections of Kama-Kinel trough system - new type of exploration oil objects in West Tatarstan. *Geologiya nef'ti i gaza = Oil and gas geology*. 2006;(1):25–33.
20. Chizhova V.A. Methods and results of studies of oil and gas bearing reef and clinoform formations in Kamsky-Kinel'sky system of depressions. *Sb. nauch. tr. VNIIneft'*. 2002. – Issue 128. pp. 51–100.
21. Nikitin Yu.I., Ostapenko S.V., Scheglov V.B. New branch of activities pertaining to geological prospecting in Orenburg region. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2001;(11):13–18.
22. Nikitin Yu.I., Shcheglov V.B., Chikina N.N. Upper Frasnian reefs of the Rubezhinsky Trough, Orenburg Oblast. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2011;(68):3–5.
23. Nikitin Yu.I., Vilesov A.P., Koryagin N.N. Oil-bearing Upper-Frasnian reefs — a new direction of geological exploration in Orenburg region. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2018;(5):4–11.
24. Montgomery S.L. Permian Bone Spring Formation: Sandstone Play in the Delaware Basin Part I. Slope. *AAPG Bulletin*. 1997;81(8):1239–1258.
25. Montgomery S.L., Goolsby S., Pierini D. Permian (Wolfcampian) Admire «C»: New Exploratory Potential in the Northern Denver Basin. *AAPG Bulletin*. 1998;82(12):2173–2191.
26. Kenter J.A.M., Bracco Gartner G.L., Schlager W. Seismic models of a mixed carbonate-siliciclastic shelf margin: Permian upper San Andres Formation, Last Chance Canyon, New Mexico. *Geophysics*. 2001;66(6):1744–1748.

## К ЮБИЛЕЮ Е.А. КОЗЛОВСКОГО

27. Atchley S.C., West L.W., Sluggett J.R. Reserves growth in a mature oil field: The Devonian Leduc Formation at Innisfail field, south-central Alberta, Canada. *AAPG Bulletin*. 2006;90(8):1153–1169.
28. Van Buchem F.S.P., Razin Ph., Homewood P.W., Oterdoom W.H., Philip J. Stratigraphic organization of carbonate ramps and organic-rich intrashelf basins: Natih Formation (middle Cretaceous) of northern Oman. *AAPG Bulletin*. 2002;86(1):21–53.
29. Janson X., Eberil G.P., Bonnaffe F., Gaumet F., de Casanove. Seismic expressions of a Miocene prograding carbonate margin. Mut Basin, Turkey. *AAPG Bulletin*. 2007;91(5):685–713.
30. Nadezhkin A.D., Postnikov D.V., Fattakhutdinov G.A. Accumulation of sandstone and clastic limestone in flanks of Aktanysh-Chishminsky Trough and structural forms associated with them. In: *Geologiya i neftenosnost' Kamsko-Kinel'skikh progibov*. Kazan': Izd-vo Kazanskogo universiteta, 1970. pp. 201–207.
31. Mirchink M.F., Mkrtchyan O.M., Khat'yanov F.I. Reefs of Urals-Volga region, their role in oil and gas pools occurrence, and exploration methodology. Moscow: Nedra; 1974. 152 p.
32. Menner V.VI., Shuvalova G.A., Obukhovskaya T.G. et al. Sea level fluctuations and Later Devonian Basin history in Timan-Pechora. *Izv. vuzov. Geologiya i razvedka*. 2001;(5).
33. Stashkova E.K., Moroshkin A.N. Appreciation of oil field inner structure by drilling and geological survey data obtained in complicated clinoform zone. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2009;(11):84–90.
34. Nalivkin V.D. Facies and geological history of the Ufimsky Plateau and Yuryuzano-Sylvensky depression. Leningrad: Gostoptekhizdat; 1950. 128 p.
35. Porfir'ev G.S. Lower Permian deposits. Leningrad: VNIGRI; 1963. 285 p.