

Строение и оценка перспектив нефтеносности углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП

Фортулатова Н. К., Канев А. С., Пороскун В. И., Баранова А. В., Бушуева М. А.

Аннотация

В статье рассмотрены закономерности строения и условий образования углеродистых карбонатно-кремнистых доманиковых продуктивных отложений. Приведен стратиграфический интервал их распространения от среднего франа до верхнего фамена включительно. Обосновано чрезвычайно выдержанное на многие километры строение разрезов в пределах конкретных седиментационных зон и резкие изменения в строении на границах зон. Рассмотрена литологическая классификация пород. Приведена методика и результаты комплексного палеонтологического, литологического, геохимического, петрофизического изучения кернa, интерпретации промыслово-геофизических данных и материалов сейсморазведки для проведения оценки ресурсов нефти и выделения перспективных зон и участков. Проведенные исследования обосновали значительные ресурсы в доманиковом продуктивном комплексе, добыча которых может компенсировать снижение объемов нефти из традиционных залежей.

Ключевые слова:

Волго-Уральская нефтегазоносная область, верхнедевон-турнейский комплекс, углеродистые карбонатно-кремнистые отложения доманикового типа, нетрадиционные залежи нефти, нефтегазогеологическое районирование, оценка ресурсов.

Строение и оценка перспектив нефтеносности углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП

Н.К. Фортунатова, А.С. Канев, В.И. Пороскун, А.В. Баранова, М.А. Бушуева

Ключевые слова: Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, верхнедевон-турнейский комплекс, углеродистые карбонатно-кремнистые отложения доманикового типа, нетрадиционные залежи нефти, нефтегазогеологическое районирование, оценка ресурсов.

Аннотация: В статье рассмотрены закономерности строения и условий образования углеродистых карбонатно-кремнистых доманиковых продуктивных отложений. Приведен стратиграфический интервал их распространения от среднего франа до верхнего фамена включительно. Обосновано чрезвычайно выдержанное на многие километры строение разрезов в пределах конкретных седиментационных зон и резкие изменения в строении на границах зон. Рассмотрена литологическая классификация пород. Приведена методика и результаты комплексного палеонтологического, литологического, геохимического, петрофизического изучения керна, интерпретации промыслово-геофизических данных и материалов сейсморазведки для проведения оценки ресурсов нефти и выделения перспективных зон и участков. Проведенные исследования обосновали значительные ресурсы в доманиковом продуктивном комплексе, добыча которых может компенсировать снижение объемов нефти из традиционных залежей.

Введение

В связи с истощающимся фондом традиционных залежей УВ в "старых" нефтедобывающих районах России в последние годы проявился интерес к поискам залежей других типов, способных значительно увеличить ресурсы нефти в этих регионах и определить новые направления поисков. К таким направлениям относятся трудноизвлекаемые ресурсы и нетрадиционные источники УВ.

Последние занимают огромные площади в пределах Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций (НГП).

Успешная зарубежная практика освоения залежей «сланцевой» нефти, а также наблюдающаяся в последнее время тенденция увеличения цены на нефть позволяет рассматривать ресурсы нетрадиционных источников в качестве надежной перспективы развития работ на нефть и газ.

Несмотря на многочисленные публикации зарубежных и отечественных исследователей в большинстве случаев отсутствует понимание специфики нетрадиционных источников УВ, особенно это касается углеродистых пород, содержащихся в карбонатных комплексах девона Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП России.

Многочисленные работы прошлых лет, посвященные изучению этих отложений касались их литологической, палеонтологической и геохимической характеристики, а также условиям их образования.

Начало освоения девонских отложений на территории Баширской АССР связано с деятельностью А.А. Трофимука, который в 1944 г. обосновал поисковое бурение на девонскую нефть, в результате которого на Туймазинской площади в 1944 г. было открыто первой в СССР гигантское месторождение. Позднее, в 1946 г. в Волго-Уральской провинции было открыто Бавлинское месторождение, а в 1948 г. – крупнейшее в провинции Ромашкинское месторождение нефти.

Основополагающий вклад в исследование доманиковых фаций внес Н.М. Страхов (Страхов, 1939, 1955). В своей работе он дал описание «доманиковых фаций», рассмотрел палеогеографические аспекты и вопрос об их нефтегазопроизводящем потенциале. Он сделал предположение, что доманиковый горизонт был одним из нефтепроизводящих горизонтов в Волго-Уральской НГП. На основе литолого-петрографического и химико-битуминологического изучения керн из доманиковых отложений Волго-Уральской области он сделал заключение, что доманиковый горизонт, содержащий большое количество битумов нефтяного ряда, вероятно, мог выделять большое количество легких фракций в коллекторы, если бы они находились рядом с ним. Он ввел понятие «битумовмещающей толщи».

Большую роль в исследовании процессов генерации и формирования залежей УВ в палеозойских отложениях Волго-Уральской НГП внес С.П. Максимов (1964-1977 гг.).

Долгие годы эти отложения рассматривались в качестве основных нефтематеринских толщ (В.А. Успенский, К.Ф. Родионова, С.Г. Неручев и др.), что определяло методику их изучения. В число этих исследований входят работы таких ученых как А.А. Кайзерлинг (1845), Г.И. Теодорович (1935), И.А. Антропов, Г.П. Батанова (1978), Т.Т. Середа (1967), Н.М. Страхов (1939, 1955), З.Л. Маймин (1955), Л.А. Гуляева и др. (1961, 1975), Д.В. Наливкин (1956), М.М. Грачевский (1963), В.А. Завьялов (1966), С.В. Максимова (1970), О.М. Мкртчян и др. (1980, 1981), М.И. Зейдельсон (1987), Т.В. Белоконь и др. (1990), С.Г. Неручев, Е.С. Ларская (1983), Р.С. Хисамов и др. (2010), Т.К. Баженова [Баженова и др., 2012].

Результаты палеонтологических исследований отложений верхнего девона подробно рассмотрены в работах В.А. Чижовой (1985, 1994, 1995, 1997, 2000, 2002), Э.К. Сташковой (1998, 2007), В.Н. Пазухина (1997, 2006, 2007), Н.С. Овнатановой (1999), В.Н. Манцуровой [Манцурова, 2014а, б], С.П. Макаровой (1998), В.Н. Пазухина [Пазухин, 2011], Г.А. Галушина (2004, 2007), В.М. Горожанина.

Основными объектами исследований прошлых лет были типичные разрезы доманикового горизонта верхнефранского подъяруса верхнего девона, что явилось причиной выделения подобных отложений под названием доманиковых. Собственно, карбонатные комплексы верхнего франа и фамена, содержащие пласты и пачки углеродистых пород, выделялись под названием доманикоидных или доманикоидной формации (О.М. Мкртчян и др., 1980, 1981). В процессе работ прошлых лет мало уделялось внимания взаимоотношению собственно нефтематеринских пород и вмещающих их карбонатных отложений.

На нефтеносность этих отложений указывали многочисленные нефтепроявления, что и определило возникший интерес к изучению их в качестве нетрадиционных источников УВ.

Рассмотрению отложений доманикового типа с новых позиций, а именно в качестве нетрадиционной нефтяной системы, генерирующей и аккумулирующей УВ были посвящены работы последних лет: Р.С. Хисамова и др. [Хисамов и др., 2010], О.М. Прищепы и др. [Прищепы и др., 2013, 2014а, 2014б], А.В. Ступаковой и др. [Ступакова и др., 2015], М.В. Дахновой и др. [Дахнова и др., 2013, 2018], А.И. Варламова и др. (2013, 2014, 2017), Н.К. Фортунатовой и др. [Фортунатова и др., 2019, 2020], Г.Н. Гогоненкова и др. [Гогоненкова и др., 2020].

Рассмотрение отложений доманикового типа в качестве нетрадиционных источников УВ потребовало их целенаправленного изучения с разработкой и применением новых методик изучения, принципиально новых подходов к оценке ресурсного потенциала. В 2016-2017 гг. по заказу Роснедр сотрудниками ВНИГНИ был выполнен государственный контракт

по обобщению материалов по нефтеносности сланцеподобных формаций России (отложений доманикового типа, баженовской и хадумской свит). В течение 2017-2020 годов работы были продолжены с целью оценки ресурсного потенциала этих комплексов.

Настоящая статья посвящена основным результатам проведенных исследований, позволившим выделить наиболее перспективные зоны и участки для проведения работ по освоению нетрадиционных источников УВ на территории Волго-Уральской НГП.

Ниже дана характеристика этого нефтеносного комплекса [Варламов и др., 2017; Фортунатова и др., 2018].

Площадь распространения отложений доманикового типа составляет более 500000 км². Они развиты в пределах центральных, восточных и юго-восточных территорий Волго-Уральской НГП на глубинах 1500-5000 м (кровля доманикового горизонта). Область распространения верхнедевонских отложений этого типа показана на **рис. 1**.

Общие положения

Доманиковые продуктивные отложения – это высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые породы со сланцеватой текстурой, а также углеродистые брекчии, известняки и доломиты, содержащие ОВ в количестве более 0,5%. Выделение в разрезе пород доманикового типа по указанному критерию контролируется результатами прямых геохимических исследований керна и по данным ГИС. Рассматриваемые отложения одновременно являются нефтематеринскими породами и источниками нетрадиционных УВ.

В отложениях доманикового типа практически отсутствуют традиционные породы-коллекторы. Связь между пористостью и проницаемостью отсутствует. Значения проницаемости составляют 0,01-0,001 мД.

Продуктивные отложения доманикового типа развиты в широком стратиграфическом интервале верхнего девона: во франском ярусе (в доманиковом, речицком, воронежском и евлановско-ливленском горизонтах), и в фаменском ярусе. Они распространены в разном стратиграфическом объеме в различных структурно-фациальных зонах, что определялось условиями их формирования в бассейне седиментации.

Присутствие подвижных УВ в отложениях этого типа определяется наличием зон и областей активной генерации УВ ($T_{\max} > 425^{\circ}\text{C}$) [Дахнова и др., 2013].

Залежи нефти в доманиковых отложениях, в отличие от традиционных, не контролируются структурным планом или локальными ловушками и не содержат подошвенных и законтурных вод. Они связаны с резервуарами, имеющими широкое площадное распространение, приурочены к нефтематеринским толщам, первично обогащенным ОВ и носят название "протяженных" или "непрерывных" резервуаров (continuous reservoirs). В качестве эффективной части разреза доманиковых продуктивных

отложений рассматриваются интервалы углеродистых пород, содержащие подвижные УВ [Прищепа и др., 2013].

Нефтеносность отложений доманикового типа на территории Волго-Уральской НГП доказана прямыми признаками. В последнее десятилетие на территории Самарской, Оренбургской областей и Республики Татарстан в них открыты и поставлены на баланс в качестве нетрадиционных залежи на следующих месторождениях: Бавлинское, Ромашкинское, Троицкое, Красногорское, Лещевское, Южно-Непряевское, на которых суммарная величина геологических ресурсов превышает 3 млрд. т. нефти.

Стратиграфическое положение

Для установления закономерностей строения, стратиграфического и пространственного распространения, условий образования отложений доманикового типа, разработки методики оценки перспектив их нефтегазоносности, авторами целенаправленно проводились стратиграфические, литологические, петрофизические, геохимические, седиментологические исследования, включающие специальные методы интерпретации геолого-геофизического материала.

Фактическим материалом для проведения работ послужили результаты бурения 2147 скважин, вскрывших отложения доманикового типа на территории Волго-Уральской НГП МОГТ, 5 неглубоких скважин, пробуренных авторами на южном крыле Ухтинской складки (Южный Тиман) [Фортунатова и др., 2020], а также 98700 км сейсмических профилей.

Специальные работы по обоснованию стратиграфического положения углеродистых карбонатно-кремнистых пород доманикового типа были проведены в опорной скважине Мелекесская 1, где были определены комплексы конодонтов, радиолярий и фораминифер. Результаты этих исследований опубликованы в 2018 году [Фортунатова и др., 2018].

В этом же году была утверждена актуализированная Унифицированная субрегиональная схема верхнего девона, в которой впервые были выделены свиты, в том числе для отложений доманикового типа [Унифицированная..., 2018].

В соответствии со схемой 2018 года отложения доманикового типа развиты в следующих горизонтах и свитах:

- доманиковый горизонт, среднефранского подъяруса (доманиковая, тлянчи-тамакская свиты);
- речицкий горизонт, верхнефранского подъяруса (трудюлюбовская, мендымская свиты);
- воронежский горизонт, верхнефранского подъяруса (алпаровская, мендымская свиты);

- нерасчлененные евлановский и ливенский горизонты верхнефранского подъяруса (янчиковская и аскынская свиты);
- нижнефаменский подъярус (нижнебайтуганская и нижнемалочеремшанская подсвиты);
- среднефаменский подъярус (среднебайтуганская и среднемалочеремшанская подсвиты);
- верхнефаменский подъярус, заволжский надгоризонт (верхнебайтуганская и верхнемалочеремшанская подсвиты).

Перекрывающие отложения турнейского яруса гумеровского, малевского и упинского горизонтов, содержащие отдельные пласты углеродистых пород, развиты только в наиболее погруженных зонах палеопрогибов восточных территорий Волго-Урала. Для них характерны значительное содержание глинистого материала и относительно низкое содержание ОВ [Дахнова и др., 2018]. Поэтому турнейские отложения не относятся авторами к доманиковым продуктивным.

Условия образования отложений доманикового типа

На территории восточной части Восточно-Европейской платформы и Предуральского прогиба в течение позднего девона (среднего франа – позднего фамена) существовал морской палеобассейн карбонатной седиментации с ограниченным поступлением терригенного (песчано-алевритово-глинистого) материала.

На фоне карбонатной седиментации во впадинах, на склонах палеосводов, а также частично в пределах центральных частей палеосводов шло накопление карбонатно-кремнистых пород, характеризующихся низкой скоростью седиментации и осаждением карбонатного, кремнистого биопланктона и сапропелевого органического вещества.

Существование сложного палеорельефа на востоке Волго-Уральской НГП привело к относительной изоляции Камско-Кинельской системы палеогибов, что способствовало концентрации и сохранности в них органического вещества.

Наличие многочисленных палеосводов, в пределах которых происходило накопление мелководных карбонатных осадков, включая рифообразование обусловило сложные фациальные взаимоотношения углеродистых пород доманикового типа и мелководных карбонатных отложений.

В пределах Волго-Уральского палеобассейна наиболее распространены углеродистые карбонатно-кремнистые породы доманикового и речицкого горизонтов [Унифицированная..., 2018]. Они развиты как в пределах Камско-Кинельской системы прогибов и Предуральского прогиба, а также на склонах и в центральных частях палеосводов, что обусловлено крайне низкими темпами карбонатной седиментации. В воронежском, евлановском и ливенском

горизонтах верхнефранского подъяруса область распространения отложений доманикового типа сужается, что было обусловлено значительным увеличением скорости карбонатной седиментации в пределах палеосводов, началом рифообразования и интенсивным поступлением карбонатного материала на склоны палеосводов. В фаменском ярусе отложения доманикового типа накапливались в пределах узких центральных и прибортовых зон палеовпадин и на внешних склонах палеосводов.

Развитие рифовых систем в раннем фамене, интенсивный размыв карбонатных мелководных отложений в среднем и позднем фамене явились причиной образования мощных конусов выноса карбонатного обломочного материала, отлагавшегося в пределах склонов палеосводов и в прибортовых зонах палеопрогибов.

Сложный палеорельеф, изменения скорости карбонатной седиментации определили чрезвычайно сложное строение разрезов восточных и юго-восточных территорий Волго-Уральской НГП и характер изменения мощности отложений верхнего девона.

Помимо различий мощности разрезов, обусловленных фаціальными особенностями, существенной причиной явились разные темпы погружений территории в позднем девоне.

Наиболее высокие темпы погружений были характерны для юга территории (Бузулукская НГО, Оренбургская НГО, Соль-Илецкий выступ) (Рис. 1). Общая мощность разрезов верхнего девона изменяется от 120-235 м в центральных зонах палеопрогибов до 500 м-870 м на склонах палеосводов. В то же время мощность отложений доманикового типа в составе этих разрезов изменяется от 50 м до 300 м. Вдоль западной границы распространения отложений доманикового типа и в центральных зонах палеосводов мощность углеродистых пород изменяется от 0 до 20 м.

Таким образом, концентрация в разрезах углеродистых карбонатно-кремнистых пород определяется удаленностью разрезов от источников мелководного карбонатонакопления и связана с этапами замедления скорости карбонатной седиментации. Трансгрессивно-регрессивный характер осадконакопления определил цикличность строения разрезов этих комплексов. Выше охарактеризованные особенности строения и условий образования осадочных комплексов, содержащих отложения доманикового типа, явились причиной закономерной выдержанности строения разрезов различных регионов Волго-Урала в пределах конкретных фаціальных зон, что позволило авторам разработать систему геолого-геофизических эталонов разрезов верхнего девона, используемых в дальнейшем для проведения районирования области распространения доманиковых продуктивных отложений.

Наиболее сложной задачей в процессе изучения доманиковых продуктивных отложений являлось выделение в разрезах интервалов развития углеродистых карбонатно-

кремнистых пород по данным бурения. Для этой цели авторами проводились специальные исследования в разрезах естественных обнажений и в неглубоких скважинах в пределах Ухтинской складки [Фортунатова и др., 2020], а также керна и ГИС глубоких скважин, наиболее охарактеризованных керном (скв. Мелекеская 1, скв. Кашаевская 74, 75, скв. Алькеевская 33, Кузнечихинская 34, Бузулукская 1 и др.). Основной особенностью пород этого типа является крайне неоднородный, поликомпонентный состав.

Литологическая классификация

Породы доманикового типа относятся к классу смешанных [Систематика, 1998]. Поэтому аналитические исследования кернового материала проводились с шагом 0,1-0,3 м.

Материал, слагающий отложения доманикового типа, отличается многокомпонентным составом, который представляет собой следствие проявления и взаимодействия разнообразных седиментационных и постседиментационных процессов: биогенной седиментации, физического переноса и осаждения, а также химического и биохимического преобразования осадков и пород.

Основными минеральными компонентами являются: кальцит, в меньшей мере доломит и минералы кремнезема. Главным компонентом является органическое вещество, содержание которого меняется от 0,5 до 25%. Вопреки распространенному представлению о глинистости этих пород установлено, что в составе отложений доманикового типа содержания глинистых минералов составляют первые проценты (2-5%). Компоненты, обусловленные биогенной седиментацией, представлены зоо- и фитопланктоном.

В результате механического переноса и осаждения обломочного мелководного карбонатного материала формировались тонкие прослои и линзы обломочных известняков, иногда брекчий. Различные компоненты пород, включая органическое вещество, формировали тонкие (1-10 мм) пласты параллельно напластованию, что определило сланцеватую, микрослоистую текстуру отложений (**рис. 2**).

Прослои определенных структурных компонентов, выделяемые при микроскопических исследованиях, условно рассматриваемые в качестве микролитотипов формируют устойчивые парагенезы, слагающие пласты мощностью от 0,1 до 2-4 м и выделяются в качестве собственно литотипов. Указанная особенность пород должна обязательно учитываться при проведении геохимических и петрофизических исследований керна. Особенно это важно в случаях неравномерного его отбора.

По содержанию Сорг. в составе пород доманикового типа выделяются три группы: сапропелиты (Сорг >25%), высокоуглеродистые (Сорг – 5-25%) и углеродистые (Сорг – 0,5-5%).

В соответствии с разработанной классификацией выделяются следующие литогенетические типы (рис. 3):

ЛГТ-1 – высокоуглеродистые кремнистые и карбонатно-кремнистые породы, характеризующиеся однородным строением и сланцеватой структурой (рис. 2А).

ЛГТ-2 – высокоуглеродистые сланцеватые карбонатно-кремнистые породы сланцеватой текстуры, отличающиеся присутствием большого числа (до 30%) мощности пласта) прослоев и линз радиоляритов, реже развитых по ним микрокристаллических кремнистых известняков (рис. 4).

Литотипы 1 и 2-ой имеют относительно однородное строение и максимальное содержание Сорг, составляющее 15-25%.

ЛГТ-3 – высокоуглеродистые сланцеватые карбонатно-кремнистые породы, содержащие линзы и прослои, мощностью от 2 до 7-8 см радиоляритов, микрозернистых и тентакулитово-детритовых известняков, составляющих до 40% мощности пласта (рис. 2Б).

ЛГТ-4 – углеродистые кремнисто-карбонатные породы сланцеватой текстуры, характеризующиеся наиболее неоднородным строением и пестрым компонентным составом. Для них типично присутствие многочисленных (до 60% мощности пласта) прослоев и линз радиоляритов и известняков (рис. 2В). Литотипы 3 и 4-ый имеют ярко выраженное неоднородное строение. Сорг в высокоуглеродистых прослоях составляет 4-15%.

ЛГТ-5 – углеродистые радиоляриты. Породы кремнистого и карбонатно-кремнистого состава, состоящие более, чем на 30% из кремнистых и кальцитизированных остатков радиолярий, а также микрокристаллического кремнезема и карбоната, содержат включения и мелкие тонкие линзы ОВ, составляющего до 5% (рис. 2Д, Е).

ЛГТ-6 – известняки кремнистые микрокристаллические с тонкими прослоями высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых пород. Структура реликтовая радиоляритовая (рис. 2Д, Е).

ЛГТ-7 – известняки тентакулитовые. Содержат остатки тентакулитов, остракод и аммоноидей. Содержание органического вещества – до 5% (рис. 2Г).

ЛГТ-8 – известняковые брекчии с углеродистым кремнисто-карбонатным заполнителем (рис. 5).

Петрофизические исследования проводились одновременно с геохимическими и литологическими. Они включали: стандартные исследования фильтрационно-емкостных свойств на цилиндрических образцах с шагом 0,2 м; измерение параметров трещиноватости на кубических образцах керна методом капиллярного насыщения (метод К.И. Багринцевой), для определения ориентированной проницаемости в трех направлениях на образцах

кубической формы с гранью 5 см, а также изучение микропор и микротрещин на растровом электронном микроскопе.

Выполненные исследования показали крайне низкие фильтрационно-емкостные свойства пород и неоднородность строения отложений доманикового типа, так при значениях пористости от 2 до 10% (средние значения составляют 3-4%), проницаемость пород меняется от $5 \cdot 10^{-6}$ до $5 \cdot 10^{-5}$ мкм². Для пород определяющее значение имеет горизонтальная трещиноватость, обусловленная в первую очередь седиментологическими факторами. Основной объем пустотного пространства углеродистых пород связан с пустотами, образованными в результате постседиментационных процессов, а именно окремненная на участках замещения породы халцедоном. К группе пористости керогена (органопористости) относятся поры размером 1-2 мкм. Поры нередко сообщаются между собой, что дает основание рассматривать эту группу пористости совместно с минеральной как совокупность всего пустотного пространства породы. В результате проведенных петрофизических исследований керн доманиковых продуктивных отложений установлено, что средние значений их пористости составляют 3-4 %, проницаемость не превышает значений $5 \cdot 10^{-5}$ мкм², отсутствует зависимость между пористостью и проницаемостью пород. Таким образом, породы доманикового типа не относятся к коллекторам в традиционном понимании. Свободная пластовая вода в доманиковых отложениях практически отсутствует, на что указывает полное отсутствие притоков воды при испытании интервалов развития углеродистых пород с выявленными нефтепроявлениями.

Геохимическими исследованиями, направленными на установление промышленной нефтеносности этого комплекса в последнее десятилетие занимался коллектив геохимиков ВНИГНИ под руководством М.В. Дахновой [Дахнова и др., 2013, 2018; Ульмишек и др., 2017]. Геохимические исследования проводились в скважинах, наиболее полно охарактеризованных керном, в интервалах развития отложений доманикового типа.

В результате проведенных работ было установлено, что исходное органическое вещество пород полностью представляло собой морской кероген типа II [Ульмишек и др., 2017]. В пределах южных территорий Волго-Уральской НГП органическое вещество находится в центральной части главной зоны нефтеобразования и в значительной мере реализовало свой генерационный потенциал. Согласно данным М.В. Дахновой [Ульмишек и др., 2017] значения T_{max} образцов керн скважин Мухано-Ероховского прогиба колеблются в пределах значений 445-450°, что приблизительно эквивалентно отражающей способности витринита (R_o) равной 0,86-0,96% при невысоких значениях HI (150-270 мг УВ/г Сорг). В то же время западные и северные области распространения отложений доманикового типа характеризуются пониженными значениями T_{max} , достигающими 425°C. В скважинах из зон

распространения ОВ относительно низкой зрелости ($ПК_3/МК_1$, $T_{max} < 425^\circ$) не наблюдались интервалы, содержащие подвижные свободные УВ ($S_1/ТОС > 100$ мг УВ/г ТОС). Таким образом, вся территория распространения отложений доманикового типа находится в области генерации УВ ($T_{max} 425-450^\circ$, соответствующих стадиям генерации УВ $МК_1-МК_3$). Следующим важным выводом геохимических исследований явилось заключение о том, что собственно подвижная нефть приурочена к углеродистым породам сложного неоднородного строения (ЛГТ 3-4) с содержанием органического вещества в количествах до 10%, что обусловлено понижением сорбционных особенностей керогена.

Методика комплексной интерпретации результатов аналитических исследований керна и ГИС глубоких скважин.

Основные приемы интерпретации данных ГИС и выделения в разрезе углеродистых карбонатно-кремнистых пород доманикового типа разрабатывались на материале скважин, охарактеризованным расширенным комплексом ГИС, включающим следующие методы: ГК-С, ИНГК-С, нейтронный каротаж (ГГК-ЛП), профилометрию, электрическое и акустическое сканирование, ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), ИПК, ИПТ, ГДК. Выделение пластов проводилось в соответствии с литологической классификацией на уровне литогенетических типов. Для выделения пластов по диаграммам ГИС использовались данные БКС, обладающего наиболее высокой дифференцированностью. Парагенезы литотипов объединялись в пачки. Пачки слагают седиментационные циклиты. Отложения доманикового типа характеризующиеся микро- и мелкосланцеватой текстурой, закономерным циклическим строением разреза достаточно уверенно выделялись по материалам электрокаротажа (БКС). Наличие параллельной микротрещиноватости пород позволяло уточнять положение пород этого типа по данным акустического сканирования. Выделение углеродистых карбонатно-кремнистых интервалов разрезов проводилось по данным ГК-С. Установлено, что глинистые интервалы разреза характеризуются повышенными значениями на кривых калия и тория. Повышения значений урановой составляющей на кривых ГК-С на фоне пониженных значений калия и тория соответствовало пластам углеродистых карбонатно-кремнистых пород.

Получение зависимостей между показаниями ГИС и данными геохимических исследований керна позволило выделять пласты и пачки с различным содержанием ОВ, т.е. выделять интервалы, соответствующие высокоуглеродистым (ЛГТ 1-2, ТОС >15%) и углеродистым породам (ЛГТ 3-4% ТОС – 5-10%) и собственно карбонатам (ТОС – 0,5%).

Закономерности строения и перспективы нефтеносности отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП.

Учитывая специфику строения и условия образования комплекса для оценки его ресурсного потенциала авторами разработана методика и проведено нефтегазогеологическое районирование отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП, включающие выполнение следующих работ:

– Построение карт распространения отложений доманикового типа. На территории Волго-Уральской НГП в западном и северо-западном направлениях происходит полное замещение углеродистых пород доманикового типа карбонатными и глинисто-карбонатными отложениями. В соответствии с временными методическими рекомендациями по подсчету запасов УВ в доманиковых отложениях [Варламов и др., 2017] в качестве граничных значений принимаются значения мощности углеродистых карбонатно-кремнистых пород равное 10 м (см. рис. 1). Присутствие отложений доманикового типа должно быть подтверждено геохимическими анализами.

– Построение структурных карт по кровле доманикового горизонта (среднего франа), верхнефранских и фаменских отложений с целью оценки условий залегания анализируемого комплекса.

– Построение карт катагенетической преобразованности ОВ. Для территории Волго-Уральской НГП в связи с отсутствием данных отражательной способности витринита. Строились карты T_{max} , полученных при исследовании пород доманикового типа методом Rock-Eval. По показаниям T_{max} проводилось определение степени катагенеза ОВ [Ульмишек и др., 2017]. Из оценки ресурсного потенциала исключались области со значениями T_{max} менее 415°C, что соответствовало градациям ПК₁-ПК₂. Области со значениями T_{max} 415-425°C (ПК₃-МК₁) отвечают вступлению в главную зону нефтеобразования. Большая часть территории распространения доманиковых отложений соответствует главной зоне нефтеобразования (градации МК₂-МК₃) (см. рис. 1).

– Картирование строения доманикового продуктивного комплекса. Карты строения верхнедевонского доманикового комплекса Волго-Уральской НГП являются основой структурно-фациального районирования территории и совместно с картами T_{max} и данными о нефтеносности отложений являются основой нефтегазогеологического районирования. При оценке ресурсов и проведении нефтегазогеологического районирования использованы три группы скважин:

- *Базовые скважины* – скважины, вскрывшие полностью верхнедевон-турнейский осадочный комплекс или его отдельные стратиграфические интервалы, охарактеризованные данными геохимического, петрофизического, биостратиграфического и литологического анализа керна, а также данными испытания, проведенными до и после гидроразрывов.

- *Эталонные скважины* – скважины, отражающие строение разрезов конкретных фациальных зон и стратиграфических интервалов, характеризующиеся определенными, выдержанными в пределах зон параметрами строения осадочного комплекса Ксл, Нраз., Нсл¹, содержанием определенных литогенетических типов отложений и согласованные по строению разреза с базовыми.

- *Скважины расчетной выборки* – наиболее представительные скважины, расположенные в пределах расчетных участков.

Пример сопоставления базовой скважины и эталонных скважин Мухано-Ероховского прогиба приведен на рис. 6.

С целью проведения картирования строения верхнедевонского доманикового комплекса разрабатывались геолого-геофизические эталоны разрезов разных фациальных зон.

Необходимость разработки геолого-геофизических эталонов разрезов доманикового комплекса диктовалась следующими задачами: определения степени выдержанности строения разрезов конкретных структурно-фациальных зон различных палеогиббов и палеосводов территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, границ зон и соответствующих им параметров разреза, характера изменчивости строения разрезов в зависимости от удаленности их от источников сноса карбонатного и глинистого материала, установления региональных тенденций изменения мощности однотипных разрезов и влияния на мощность скорости погружения различных территорий осадочного бассейна.

В качестве эталонов использованы скважины Мухано-Ероховского, Усть-Черемшанского, Можгинского, Шалымского, Калининского, Актаныш-Чишминского, Нижне-Камского, Сарапульского палеогиббов и Висимской палеовпадины, склонов Южно-Татарского, Башкирского, Кучиковского, Ижевского, Токмовского и Жигулевского палеосводов, Северного и Северо-Западного склонов Восточно-Оренбургского поднятия. Каждый геолого-геофизический эталон разрезов структурно-фациальной зоны включает от 10 до 15 геолого-геофизических разрезов скважин. В дальнейшей работе эталоны использовались для расчленения всего массива скважин, интерпретации ГИС и сейсморазведки.

Для территории развития доманиковых продуктивных отложений в Волго-Уральской НГП разработаны геолого-геофизические эталоны разрезов, охарактеризованных ниже структурно-фациальных зон.

1 Нраз – общая мощность анализируемого стратиграфического интервала разреза;

Нсл – суммарная мощность пластов углеродистых пород доманикового типа;

Ксл – отношение суммарной мощности углеродистых пластов к общей мощности анализируемого интервала разреза.

Центральные зоны палеосводов и окаймляющих их среднефран-нижнефаменских рифовых построек. В строении эталона участвуют разрезы верхнего девона 20 скважин Южно-Татарского, Башкирского, Веслянского и Северо-Татарского палеосводов. В разрезах центральных частей палеосводов отложения доманикового типа присутствуют только в интервалах доманикового и речицкого горизонтов, их мощность составляет только 20 м, преобладают высокоуглеродистые породы (ЛГТ 1-2). Общая мощность отложений среднего франа - верхнего фамена изменяется от 600 до 350 м. Коэффициент сланценосности (Ксл), отражающий содержание в разрезе отложений доманикового типа, меняется в интервале значений 0,05-0,2. Граница распространения доманикового комплекса проводится по значению 0,05, внешняя граница зоны по значению Ксл – 0,2 (см. рис. 1). Палеосводы и связанные с ними рифовые постройки обычно разделены межрифовыми проливами.

Геолого-геофизический эталон разрезов межрифовых проливов включает информацию по 15 скважинам Южно-Татарского и Башкирского палеосводов. Общие мощности разрезов среднего франа - верхнего фамена сопоставимы с мощностями центральных зон палеосводов (400-550 м). Однако строение разрезов сильно отличается. Отложения доманикового типа целиком слагают доманиковый и речицкий горизонты и в виде пачек мощностью до 15 м распространены по всему разрезу в интервале верхнего франа - верхнего фамена. Ксл. Меняется в интервале 0,3-0,33.

Геолого-геофизический эталон внутренней зоны склона палеосвода составлен по 17 скважинам Жигулевско-Пугачевского, Токмовского, Башкирского, Южно-Татарского и Северо-Татарского палеосводов. Разрезы внутренних зон склонов палеосводов отличаются от разрезов центральных территорий увеличенной общей мощностью среднефран-верхнефаменских отложений. Коэффициент сланценосности изменяется от 0,2 на границе с центральными зонами палеосводов до 0,33 на границе с внешней зоной склонов. Отложения доманикового типа целиком слагают средне-верхнефранский интервал разреза, широко развиты среди отложений нижнего фамена (рис. 7).

Геолого-геофизический эталон внешних зон склона палеосвода составлен по 16 скважинам Южно-Татарского, Башкирского, Токмовского, Кучуковского и Ижевского палеосводов. Для разрезов внешних зон характерно широкое распространение углеродистых карбонатно-кремнистых отложений по разрезу. Максимальное их распространение наблюдается в доманиковом, речицком, воронежском, евлановском и ливенском горизонтах верхнего франа и в нижнем фамене (рис. 8). В доманиковом и речицком горизонтах преобладают высокоуглеродистые породы, выше по разрезу распространены углеродистые (Сорг <10%) породы.

Общая мощность среднефран-фаменских отложений составляет 562-523 м. Коэффициент сланценоности изменяется от 0,33 на склонах до 0,45 на границах с палеопрогибами. Для фаменского яруса характерно сочетание линз обломочных карбонатов и пластов углеродистых карбонатно-кремнистых пород.

Геолого-геофизический эталон разрезов внешних прибортовых зон Камско-Кинельской системы палеопрогибов составлен по 19 скважинам Мухано-Ероховского, Усть-Черемшанского, Можгинского, Шалымского, Калининского, Актаныш-Чишминского палеопрогибов и Висимской впадины.

Разрезы характеризуются однородным выдержанным строением, сравнительно небольшой мощностью верхнефран-фаменских отложений, изменяющейся от 136 м до 319 м. Пласты известняков в разрезе углеродистых карбонатно-кремнистых пород выделяются в верхней части разрезов. Ксл изменяется от 0,45 (граница склона и прогиба) до 0,6 (граница с внутренним бортом палеопрогиба) (рис. 9).

Геолого-геофизический эталон внутренних прибортовых зон ККС палеопрогибов составлен по 14 скважинам вышеперечисленных прогибов. Общая мощность комплекса в этой зоне изменяется от 284 м (Мухано-Ероховский прогиб) до 133 м (Актаныш-Чишминский прогиб). Ксл изменяется от 0,6 на границе с внешней прибортовой зоной до 0,7 на границе с центральной зоной палеопрогибов.

Геолого-геофизический эталон разрезов центральных зон палеопрогибов составлен по 19 скважинам Мухано-Ероховского, Усть-Черемшанского, Нижнекамского, Шалымского, Сарапульского и Актаныш-Чишминского палеопрогибов.

Разрезы центральных зон характеризуются минимальными мощностями комплекса, изменяющимися от 233 м (Мухано-Ероховский прогиб) до 120 м (Актаныш-Чишминский прогиб). Несмотря на различия общей мощности Ксл выдержан в разных прогибах и изменяется от 0,7 до 0,8 в осевой части (рис. 10). Разрезы характеризуются максимальным развитием высокоуглеродистых пород во франском интервале. Небольшие по мощности пласты углеродистых карбонатно-кремнистых пород наблюдаются среди карбонатно-глинистых отложений турнейского яруса.

Разработанные геолого-геофизические эталоны использовались для расчленения и интерпретации всего массива скважин, «увязки» эталонных и базовых скважин с целью выделения эффективных нефтенасыщенных интервалов, построения седиментационно-емкостных моделей среднефран-турнейского осадочного комплекса различных территорий Волго-Уральской НГП (рис. 1, 11), проведения интерпретации данных сейсморазведки.

Зоны развития отложений доманикового типа, как правило, имеют большую протяженность, более 10 км, и для определения границ их распространения достаточно данных региональной и площадной сейсморазведки с плотностью 1 км/км.

На рис. 12 приведен результат интерпретации сейсмического профиля, пересекающего центральную зону Актаныш-Чишминского палеопрогиба и склоны Южно-Татарского и Башкирского палеосводов.

Дополнительно, для уточнения границ распространения различных типов разрезов использовались различные методики: атрибутный анализ, методика ИСФП, метод прогноза акустического импеданса для построения тонкослоистой модели доманиковых отложений [Варламов и др., 2020]. В целях прослеживания границ структурно-фациальных зон в межпрофильном пространстве проводились работы по методике РегионСейс-3D [Фортунатова и др., 2013].

Наиболее важной задачей при оценке перспективных ресурсов доманиковых продуктивных отложений являлось выделение интервалов в углеродистых породах, содержащих подвижные углеводороды. Такие интервалы выделялись по результатам геохимических и геофизических исследований по методике подробно охарактеризованной во временных методических рекомендациях по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях [Фортунатова и др., 2018; Варламов и др., 2017, Дахнова и др. 2013]. Результаты интерпретации геофизических, геохимических исследований в базовых скважинах подтверждались результатами испытания скважин до и после гидроразрыва (рис. 13).

После выделения продуктивных интервалов в разрезах базовых скважин определялись коэффициенты эффективной толщины и проводилась корреляция эффективных интервалов с эталонными разрезами (см. рис. 6).

В настоящее время, учитывая начальную стадию освоения нетрадиционных источников УВ в Волго-Уральской НГП, методики оценки ресурсов, используемые в США (Guidelins 2010), а также общепринятый метод геологических аналогий оценки традиционных ресурсов использовать невозможно. Поэтому оценка ресурсов осуществлялась авторами объемным методом по формуле:

$$Q_n = S * h_n * K_p * K_n * \theta * \rho \quad (1)$$

где: Q_n – геологические запасы нефти, тыс. т;

S – площадь расчетного участка, тыс. м²;

h_n – нефтенасыщенная толщина, м;

K_p – коэффициент пористости (пустотности), д. ед.;

K_n – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.;

θ – пересчетный коэффициент, д. ед.;

ρ – плотность нефти, т/м³.

Такие параметры, как K_n , θ , ρ принимались по известным в доманиковом комплексе месторождениям (Троицкое, Ромашкинское 444). Площадь оценивалась в пределах расчетных участков. Расчетные участки выделялись в пределах границ определенных структурно-фациальных зон, а также границ общепринятых нефтегазоносных областей. Каждый расчетный участок характеризовался параметрами соответствующего ему эталона, а также скважинами расчетной выборки, расположенными в пределах участка. Эффективные мощности в этих скважинах определялись по формуле:

$$\text{Кэф разреза} = \text{Кэф эталона} * N \text{ разреза} \quad (2)$$

Проведенная оценка начальных суммарных ресурсов девонских отложений Волго-Уральской НГП, относящихся к нетрадиционным источникам УВ позволила сделать вывод о больших перспективах освоения этих ресурсов и на основании распределения и плотности выделить наиболее перспективные территории (рис. 14). По данным последней количественной оценки суммарные извлекаемые ресурсы УВ в доманиковых продуктивных отложениях составляют 20 млрд. т нефти.

Заключение

Таким образом, на сегодняшний день подготовлена основа освоения нетрадиционных источников УВ. Волго-Уральская НГП содержит значительные ресурсы, добыча которых может компенсировать прогнозируемое снижение объемов нефти из традиционных залежей.

Несмотря на многолетнее изучение верхнедевонских отложений доманикового типа, полученные современные данные об их нефтегазоносности, подтвержденные открытием ряда месторождений в Волго-Уральской НГП, проведенным авторами нефтегеологическим районированием и высокой оценкой перспектив нефтеносности отложений доманикового типа требуется продолжение комплексных исследований.

Недостаточная охарактеризованность их керновым материалом, небольшое число скважин с расширенным комплексом ГИС и проведением испытаний с применением технологий гидроразрыва пласта, требует дополнительного бурения на выделенных перспективных участках.

Специальные исследования должны быть проведены также в зонах замещения доманикового комплекса карбонатными и глинистыми отложениями.

Большое внимание необходимо уделить развитию технологий интерпретации нетрадиционных резервуаров методами сейсморазведки, а также различной роли тектонических нарушений на продуктивность отложений.

Список литературы

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник. - 3-е изд. перераб. и доп. - М.: Изд-во | Московского университета, 2012. - 432 с.

Варламов А.И., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Петерсилье В.И., Иутина М.М., Дахнова М.В., Виценовский М.Ю., Канев А.С., Соболева Е.Н., Шаломеенко А.В. Результаты изучения и перспективы освоения нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой формации Волго-Уральской провинции // Геология нефти и газа. - 2020. - № 6. - С. 33-48.

Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г. Временные методические (рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях // Недропользование XXI век. - 2017. - № 4. - С. 102-115.

Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа. - 2017. - № 5. - С. 51-65.

Гогоненков Г.Н., Веденяпин О.А., Евдокимов А.А., Каплан С.А., Куликов П.Ю., Лебедев Е.Б., Ляпин Н.В., Ухлова Г.Л. Применение сейсморазведки отложений доманикового типа // Геология нефти и газа. - 2020. - № 4. - С. 65-81. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-65-81.

Дахнова М.В., Киселева Ю.А., Можегова С.В., Пайзанская И.Л. Задачи геохимических исследований для оценки перспектив нефтегазоносности отложений доманикового и баженовского типов. / Под ред. А.И. Варламова // ВНИГНИ-65. Люди, результаты и перспективы. – М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2018. – 520 с.

Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С. Методы органической геохимии в связи с изучением проблемы нефтегазоносности доманикитно-доманикоидных толщ // Геология нефти и газа. - 2013. - Специальный выпуск, октябрь. - С. 108-113.

Манцурова В.Н. Верхний фамен Волгоградского Поволжья: стратиграфия и корреляция // Геологические науки — 2014: Материалы всероссийской научно-практической конференции. - Саратов: Изд-во СО ЕАГО, 2014а. - С. 47-49.

Манцурова В.Н. Зимовская и сенинская свиты фаменского яруса Волгоградского Поволжья / Под ред. А.С. Алексеева // ПАЛЕО-СТРАТ-2014. Годичное собрание (научная конференция) секции палеонтологии МОИП и Московского отделения Палеонтологического общества при РАН, посвященное 200-летию со дня рождения К.Ф. Рулье, 27-29 января 2014 г., Москва: программа и тезисы докладов. -М.: Изд-во Палеонтологического ин-та им. А.А. Борисяка РАН, 2014б. - С. 49-51.

Пазухин В.Н. Биостратиграфия верхнего девона и нижнего карбона Башкирского Приуралья по конодонтам // Биостратиграфия, палеогеография и события в девоне и нижнем карбоне (Международная подкомиссия по стратиграфии девона / Проект 596 МПГК): мат-лы Междунар. конф. памяти Е.А. Елкина. -Уфа, Новосибирск, 20 июля – 10 авг. 2011 г.- Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. -С. 126-129.

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.Л., Морариу Д. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ - резерв сырьевой базы углеводородов России // Сер. Труды ВНИГРИ. - СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014а. - 323 с.

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Теплов Е.Л., Сенин С.В. Нетрадиционные источники углеводородного сырья в Республике Коми // Горный журнал. - 2013. - № 9. - С. 53-56.

Прищепа О.М., Суханов А.А., Макарова И.Р. Подходы к оценке доманиковых отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции как нетрадиционных источников углеводородов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014б. -Т. 9. - № 4 - С. 1-27.

Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов // В.Н. Шванов, В.Т. Фролов, Э.И. Сергеева и др. - СПб.: Недра, 1998. - 352 с.: ил.

Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Шарданова Т.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Полудеткина Е.Н., Козлова Е.В., Митронов Д.В., Коркоц Ф.В. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. - 2015. -Т. 61. - № 2. - С. 77-86. DOI: 10.18599.grs.61.2.7.

Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области. // Геология нефти и газа. - 2017. - № 5. - С. 67-77.

Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона. Объяснительная записка / Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушуева М.А. и др. под редакцией Н.К. Фортунатовой, С.М. Шика. – М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2018.-64 с., ил.+вкл.

Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Кононова Л.И., Баранова А.В., Бушуева М.А., Михеева А.И., Афанасьева М.С., Обуховская Т.Г. Литолого-фациальная и биостратиграфическая характеристика верхнедевонских отложений опорной скважины 1 Мелекесская (Мелекесская впадина, Волго-Уральская область) // Бюл, Моск. о-ва испытателей природы, отд. геол. – М. 2018. т. 93, вып. 5-6. - С. 3-49.

Фортунатова Н.К., Мушин И.А., Шве́ц-Тэ́нэ́та-Гури́й А.Г., Ермолова Т.Е., Копилевич Е.А., Ларкин В.Н., Липилин А.В., Белоусов Г.А., Городков А.Б., Фролов Б.К. Выявление и локализация нефтегазоперспективных объектов на основе новой технологии региональной сейсморазведки 3D // Геология нефти и газа. Специальный выпуск. 2013.

Фортунатова Н.К., Пороस्कун В.И., Петерсилье В.И., Варламов А.И., Шве́ц-Тэ́нэ́та-Гури́й А.Г., Баранова А.В., Канев А.С., Дахнова М.В., Асташкин Д.А., Горлов Д.А., Мушин И.А., Белоусов Г.И., Френкель С.М., Комар Н.В., Можегова С.В. Нетрадиционные источники углеводородных отложений доманикового типа / Под ред. А.И. Варламова // ВНИГНИ-65. Люди, результаты и перспективы. - М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2018. -520 с.

Фортунатова Н.К., Шве́ц-Тэ́нэ́та-Гури́й А.Г., Бушуева 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. 21-36.

Фортунатова Н.К., Шве́ц-Тэ́нэ́та-Гури́й А.Г., Канев А.С., Баранова А.В., Асташкин Д.А., Дахнова М.В. Обоснование методики комплексного изучения отложений доманикового типа по материалам новых скважин Ухтинского района (Южный Тиман) // Геология нефти и газа. - 2020. - № 4. - С. 1-20.

Фортунатова Н.К., Шве́ц-Тэ́нэ́та-Гури́й А.Г., Канев А.С., Баранова А.В., Асташкин Д.А., Дахнова М.В., Мирнов Р.В. Обоснование методики комплексного изучения отложений доманикового типа по материалам новых скважин Ухтинского района (Южный Тиман) // Геология нефти и газа. – 2020. – № 4. – С. 45–64. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-45-64.

Хисамов Р.С., Губайдуллин А.Л., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.Л. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана / Под ред. Р.С. Хисамова. - Казань: Фэн, 2010. - 283 с.

РИС. 1. КАРТА СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕДЕВОН-ТУРНЕЙСКОГО КОМПЛЕКСА В ГРАНИЦАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ДОМАНИКОВОГО ТИПА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП (со снятой послетурнейской частью осадочного чехла)

Седиментационные зоны: 1 - центральная часть палеопрогиба [Ксл* 0,65-0,70] (зона развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_3); 2 - внутренняя бортовая зона палеопрогиба [Ксл 0,60-0,65] (зона развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_3); 3 - внешняя бортовая зона палеопрогиба [Ксл 0,45-0,60] (зона развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_3); 4 - внешняя зона склона палеосвода [Ксл 0,33-0,45] (зона развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_2); 5 - внутренняя зона склона палеосвода и межрифовых проливов [Ксл 0,20-0,33] (зона развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_1); 6 - внутренняя зона склона палеосвода с глинистой толщей услонской свиты в верхней части воронежского горизонта [Ксл 0,15-0,30] (зона развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_1); 7 - центральная часть палеосвода с рифовыми постройками в нижнем и среднем фамене [Ксл 0,05] (зона развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до $D_3f_2evl-lv$); 8 - внутренняя зона склона палеосвода с колганской терригенной свитой [Ксл 0,05-0,10] (зона развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3f_2vt); 9 - рифовые постройки установленные по данным бурения и сейсморазведки; 10 - зона развития глинистого конуса выноса в верхнем фране; 11 - зона развития карбонатно-глинистых конусов выноса верхнего франа и фамена; 12 - внутренняя зона склона палеосвода с колганской терригенной свитой в верхнем фране; 13 - зона залегания заволжских отложений на нижнем девоне; 14 - зона залегания заволжских отложений на ордовике.

Условия залегания: 15 - область залегания карбонатных отложений девона в аллохтоне и передовых складках Урала; 16 - зона отсутствия отложений доманикового типа.

17 - Тмах, оС. 18 - разрывные нарушения. 19 - границы НГО. 20 - административные границы. 21 - скважины. 22 - граница распространения отложений доманикового типа

РИС. 2. ФОТОГРАФИИ ШЛИФОВ ПОРОД ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИХ ТИПОВ ОТЛОЖЕНИЙ ДОМАНИКОВОГО КОМПЛЕКСА СКВАЖИН КОМИ 1, 5. (ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА, №4' 2020)

Скв. Коми-1: А — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода с однородным строением (ЛГТ-1), глубина 112,95 м; Б — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода с прослоем радиолярита (ЛГТ-3), глубина 103 м; В — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода с линзами тентакулитового материала (ЛГТ-4), глубина 103 м; Г — известняк углеродистый микрокристаллический с реликтовой - радиоляритовой структурой (ЛГТ-6), глубина 61,79 м; известняк углеродистый микрокристаллический с реликтовой радиоляритовой структурой (ЛГТ-6), глубина 99,9 м; Д — николи II, Е — николи ×; Ж — известняк углеродистый тентакулитовый (ЛГТ-7), глубина 112,5 м; скв. Коми-5: З — известняк органогенно-обломочный (ЛГТ-10), глубина 185,6 м

РИС. 3. ДИАГРАММА СОСТАВОВ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ТИПОВ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО СООТНОШЕНИЮ ПОРОД (ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА, №4' 2020)

Поля распространения литологических типов 1 - высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых пород с однородным строением, 2 - высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых пород с прослоями радиоляритов,

известняков и доломитов, 3 - радиоляритов и вторичных силицитов, 4 - микрокристаллических известняков, 5 - тентакулитовых известняков, обломочных известняков, известняковых брекчий с карбонатным цементом, 6 - карбонатных брекчий с высокоуглеродистым карбонатно-кремнистым цементом; литологические типы (7-16): 7 - ЛГТ-1, 8 - ЛГТ-2, 9 — ЛГТ-3, 10 — ЛГТ-4, 11 — ЛГТ-5, 12 — ЛГТ-6, 13 — ЛГТ-7, 14 — ЛГТ-8, 15 — ЛГТ-9, 16 — ЛГТ-10

РИС. 4. ФОТОГРАФИИ КЕРНА (А) И ШЛИФОВ (В, С) ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТОЙ КАРБОНАТНО-КРЕМНИСТОЙ СЛАНЦЕВАТОЙ ПОРОДЫ С МИКРОПРОСЛОЯМИ И ЛИНЗАМИ РАДИОЛЯРИТОВ ДОМАНИКОВОГО ГОРИЗОНТА СКВ. КОМИ-1 (ГЛУБИНА 72,6–72,75 М) (ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА, №4' 2020)

В — радиолярит углеродистый (ЛГТ-5), С — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода (ЛГТ-2)

РИС. 5. ФОТОГРАФИЯ КЕРНА ИЗВЕСТНЯКОВОЙ БРЕКЧИИ С УГЛЕРОДИСТЫМ ГЛИНИСТО-КРЕМНИСТО-КАРБОНАТНЫМ ЦЕМЕНТОМ (ЛГТ-8) ДОМАНИКОВОГО ГОРИЗОНТА СКВ. КОМИ-2 (ГЛУБИНА 163,4–164,2 М) (ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА, №4' 2020)

РИС. 6. ПРИМЕР СОПОСТАВЛЕНИЯ БАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ КАШАЕВСКАЯ 74 (МУХАНОВО-ЕРОХОВСКИЙ ПРОГИБ) И ЭТАЛОННЫХ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН АНДРЕЕВСКАЯ 166, 167; ЛЕНИНГРАДСКАЯ 140 И МЕЛЕКЕССКАЯ 1

1 - приток нефти по результатам испытаний гидравлического разрыва пласта базовой скв.; 2 - перспективные интервалы по сопоставлению с «базовыми скважинами»; 3 - границы горизонтов; 4 - индекс горизонта; 5 - этапы накопления ОВ с высокими концентрациями

Рисунок 7. Геолого-геофизические эталоны разрезов среднефранско-нижнефаменских карбонатных отложений внутренних зон склонов палеосводов.

Условные обозначения: 1 - плотные известняки; 2 - пористые известняки; 3 - углеродистые кремнисто-карбонатные сланцеватые породы; 4 - высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые сланцеватые породы; 5 – конодонты; 6 – остракоды; 7 – фораминиферы; 8 – брахиоподы; 9 - мощность стратонов.

График мощности среднефранско-верхнефаменского интервала разреза (1) и график коэффициента сланценоности (2) (Ксл. D3f2dm-D3fm3)

Рис. 8 Геолого-геофизические эталоны разрезов верхнедевон-турнейских карбонатных отложений внешних зон склонов палеосводов

Условные обозначения см. на рис. 7.

График мощности среднефранско-верхнефаменского интервала разреза (1) и график коэффициента сланценоности (2) (Ксл. D3f2dm-D3fm3)

Рис. 9. Геолого-геофизические эталоны разрезов среднефранско-верхнефаменских отложений внешних прибортовых зон палеопрогибов

Условные обозначения см. на рис. 7.

График мощности среднефранско-верхнефаменского интервала разреза (1) и график коэффициента сланценоности (2) (Ксл. D3f2dm-D3fm3)

Рис. 10. Геолого-геофизические эталоны разрезов среднефранско-верхнедевонских карбонатных отложений центральной зоны палеопрогибов

Условные обозначения см. на рис. 7.

График мощности среднефранско-верхнефаменского интервала разреза (1) и график коэффициента сланценоности (2) (Ксл. D3f2dm-D3fm3)

РИС. 11. СЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ МОДЕЛИ ВЕРХНЕДЕВОНСКО-ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП

А) Седиментационная модель верхнедевонско-турнейских отложений центральной части Башкирского палеосвода;

Б) Седиментационная модель верхнедевонско-турнейских отложений восточного склона Жигулевского палеосвода и западного борта Муханово-Ероховского палеопрогиба;

В) Седиментационная модель верхнедевонско-турнейских отложений западного склона Оренбургского палеосвода и восточного борта Муханово-Ероховского палеопрогиба;

Г) Седиментационная модель верхнедевонско-турнейских отложений восточного склона Токмовского палеосвода и западного борта Усть-Черемшанского палеопрогиба;

Д) Седиментационная модель верхнедевонско-турнейских отложений западного северного склона Башкирского палеосвода;

Е) Седиментационная модель верхнедевонско-турнейских отложений бортовой зоны Актаныш-Чишминского палеопрогиба.

1 - Глины и глинистые известняки турнейского яруса; 2 - Обломочные известняки в клиноформных комплексах фаменского и турнейского ярусов; 3 - Карбонатные брекчии, шламовые, пелитоморфные, детритовые известняки; 4 - Высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые сланцеватые породы доманикового типа; 5 - Терригенно-глинистые отложения; 6 - Глины, аргиллиты; 7 - Рифовые отложения (биогермные);

Группа отложений карбонатных отmelей: 8 - Органогенно-обломочные известняки подвижных вод; 9 - Плотные, комковатые, водорослево-фораминиферовые известняки и доломиты малоподвижных вод.

РИС. 12. СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КАРБОНАТНЫХ ВЕРХНЕДЕВОНСКО-ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ФРАГМЕНТУ ГЛУБИННОГО РАЗРЕЗА СЕЙСМОПРОФИЛЯ Р6020068000003

1 - глины косьвинской толщи заполнения; 2 - отложения доманикового типа верхнего девона; 3 - глинисто-карбонатные отложения внутренней прибортовой зоны палеопргиба (кизеловские клиноформы); 4 - карбонатные и карбонатно-глинистые отложения внешней прибортовой зоны палеопргибов (черепетские клиноформы); 5 - отложения внешней и внутренней зоны склонов палеосводов (клиноформы среднего и верхнего фамена); 6 - отложения мелкого шельфа и карбонатных отmelей центральных зон палеосводов, обломочные известняки склонов рифовых массивов; 7 - рифовые постройки; 8 - отложения мелководной карбонатной отmeli, малевский - кизеловский горизонты турнейского яруса.

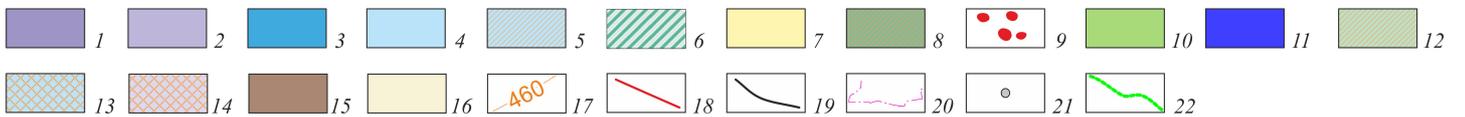
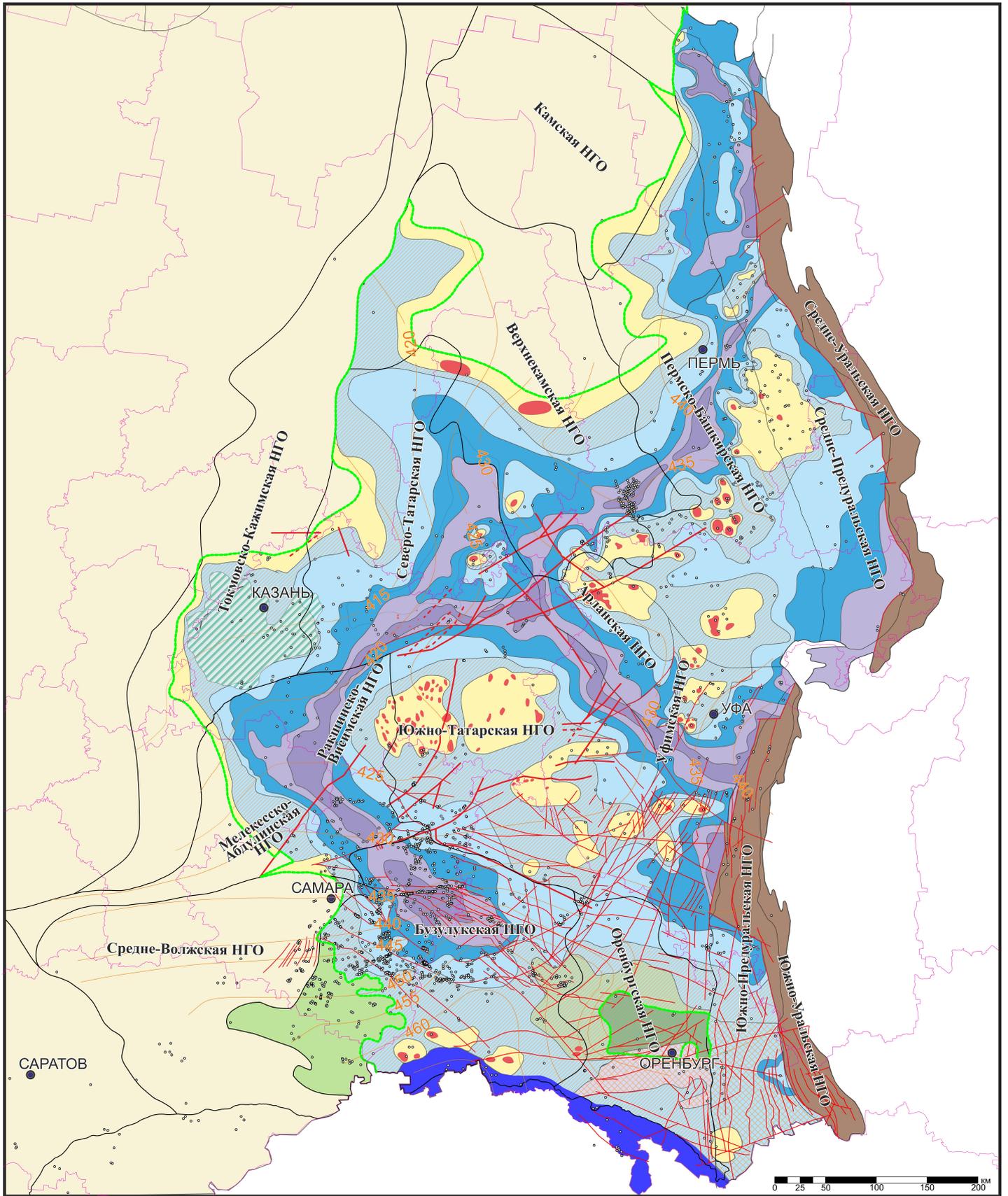
РИС. 13. ПРИМЕРЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН В РАЗРЕЗАХ ДОМАНИКОВЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

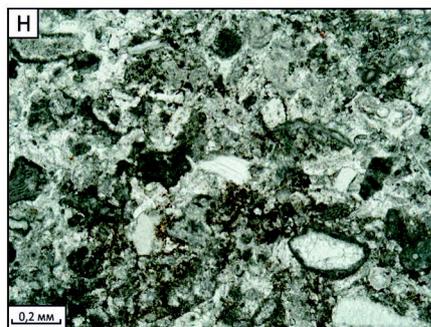
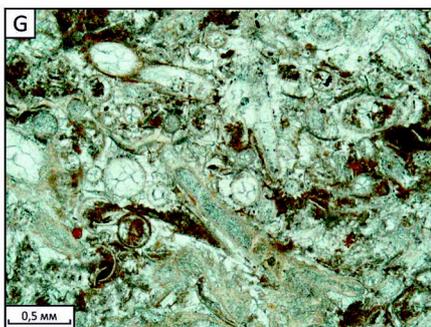
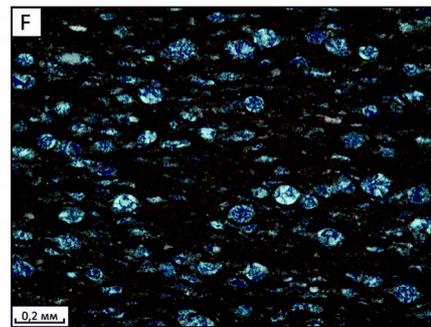
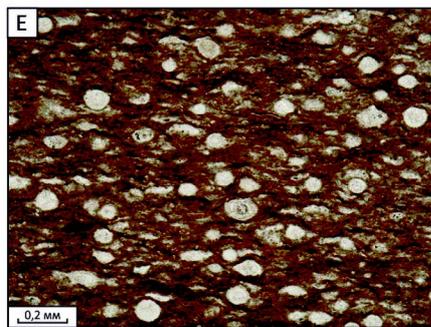
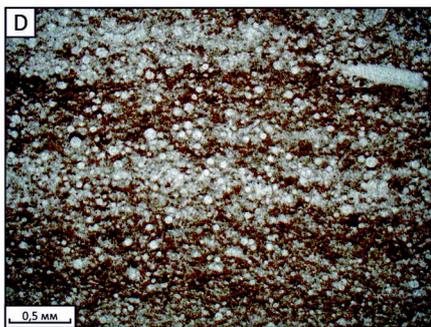
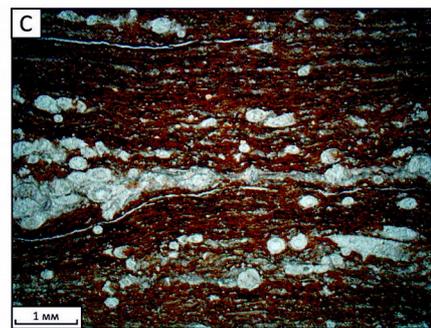
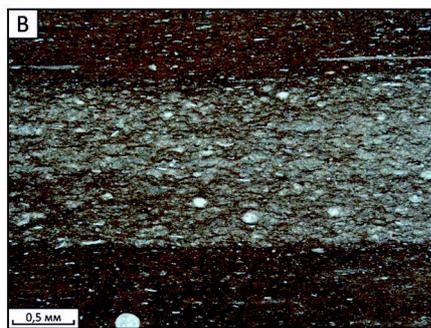
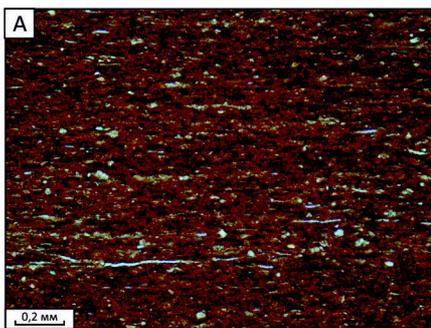
- А) Выделение нефтенасыщенных толщин по результатам интерпретации расширенного комплекса ГИС и ГРП. Скважина Кашаевская-74;
- В) Выделение нефтенасыщенных толщин по результатам геохимических исследований. Скважина Южно-Мухинская-1027;
- С) Выделение нефтенасыщенных толщин при опробовании и после проведения ГРП. Скважина Березовской площади Ромашкинского мест-ия.

1 – Интервалы пород-коллекторов; **2** – Нефтенасыщенные интервалы; **3** – Интервалы повышенных газопоказаний по ГТИ; **4** – Интервалы, в которых установлены подвижные УВ по результатам геохимических исследований; **5** – Приток нефти по результатам испытаний ГРП; **литологические типы пород (6-8): 6** – Углеродистые кремнисто-карбонатные породы с прослоями известняков и радиоляритов ($0,5 < \text{ТОС} < 10\%$); **7** – Высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые породы и сапропелиты ($\text{ТОС} > 10\%$); **8** 0 Известняки и известковые конгломерато-брекчии ($\text{ТОС} < 0,5\%$)

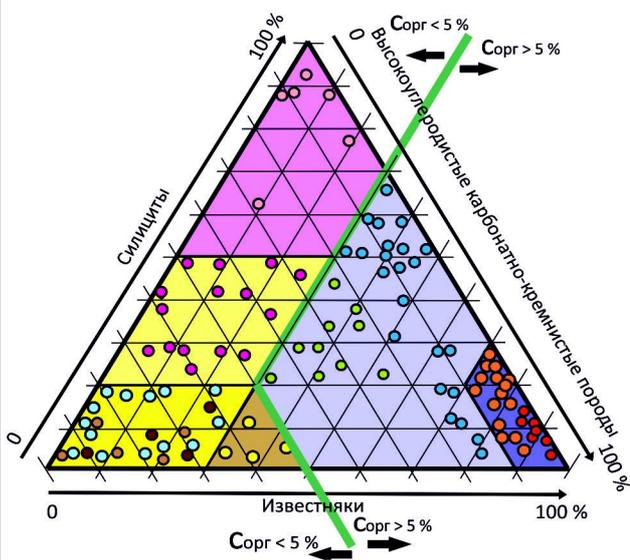
Рис. 14. Зоны перспективности освоения отложений доманикового типа. Волго-Уральская НГП

Высокоперспективные, Среднеперспективные, Неперспективные, Зона отсутствия, Разрывные нарушения, Тпах, °С, Границы НГО, Административные границы, Зона катагенетической преобразованности $\text{ОВ} > \text{МК4}$, (глубокопогруженная область залегания, отложений доманикового типа, более 5 км),



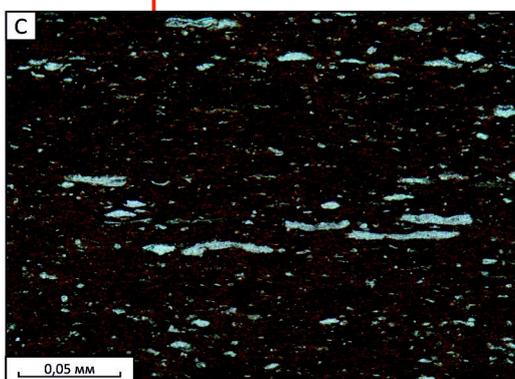
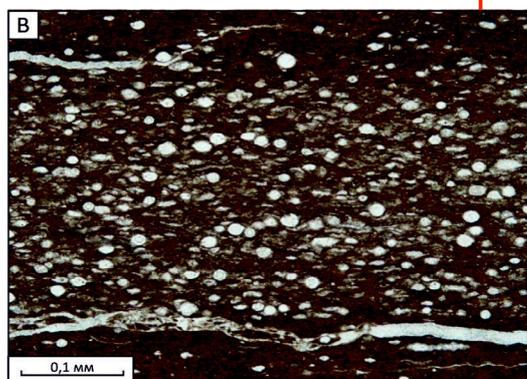
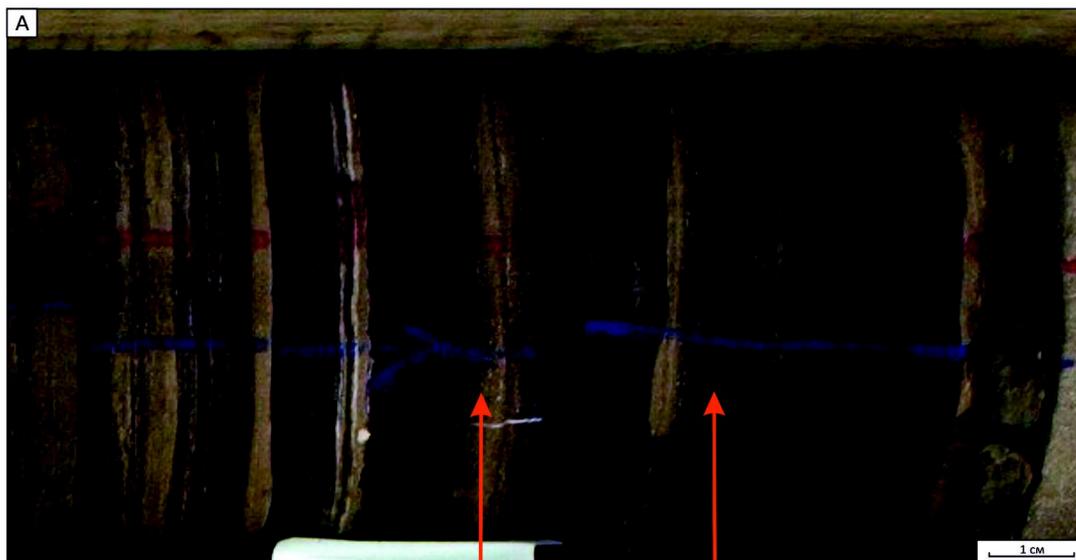


Скв. Коми-1: А — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода с однородным строением (ЛГТ-1), глубина 112,95 м; В — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода с прослоем радиоларита (ЛГТ-3), глубина 103 м; С — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода с линзами тентакулитового материала (ЛГТ-4), глубина 103 м; D — известняк углеродистый микрокристаллический с реликтовой радиоларитовой структурой (ЛГТ-6), глубина 61,79 м; E — николи II, F — николи X; G — известняк углеродистый тентакулитовый (ЛГТ-7), глубина 112,5 м; **скв. Коми-5:** H — известняк органогенно-обломочный (ЛГТ-10), глубина 185,6 м

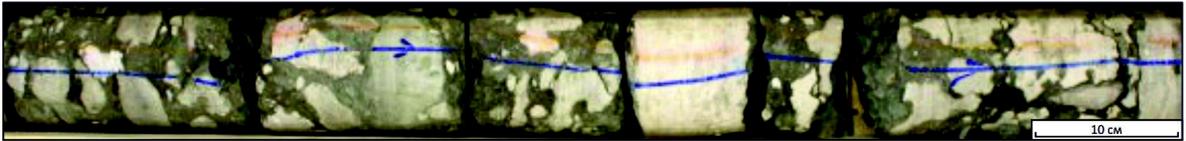


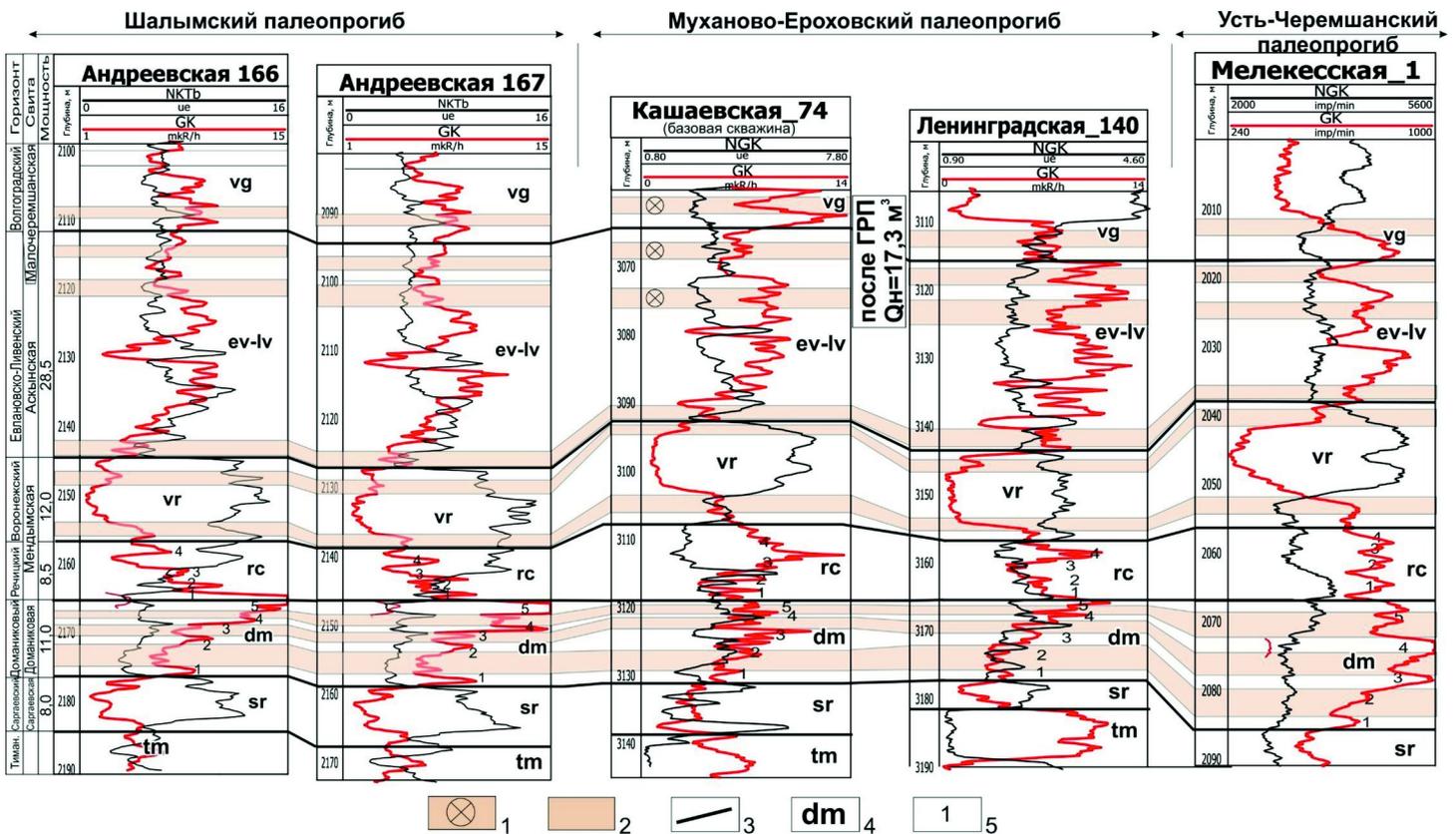
1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12
13	14	15	16		

Поля распространения литологических типов (— высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых пород с однородным строением, **2** — высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых пород с прослоями радиоляритов, известняков и доломитов, радиоляритов и вторичных силицитов, **4** — микрокристаллических известняков, тентакулитовых известняков, обломочных известняков, известняковых брекчий с карбонатным цементом, **6** — карбонатных брекчий с высокоуглеродистым карбонатно-кремнистым цементом; **литологические типы (7-16):** **7** — ЛГТ-1, **8** — ЛГТ-2, **9** — ЛГТ-3, **10** — ЛГТ-4, **11** — ЛГТ-5, **12** — ЛГТ-6, **13** — ЛГТ-7, **14** — ЛГТ-8, **15** — ЛГТ-9, **16** — ЛГТ-10)



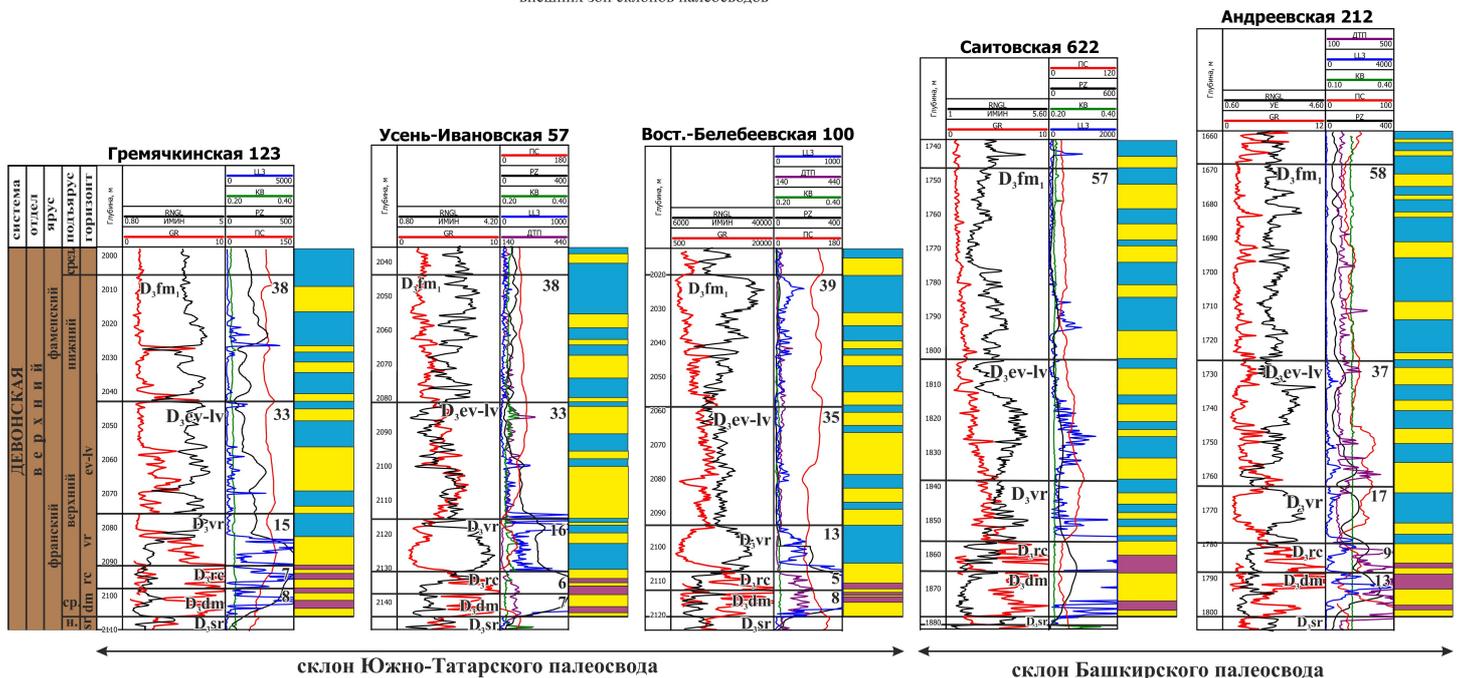
В — радиолярит углеродистый (ЛГТ-5), С — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода (ЛГТ-2)





Условные обозначения: 1 - Приток нефти по результатам испытаний гидравлического разрыва пласта базовой скв.; 2 - Перспективные интервалы по сопоставлению с «базовыми скважинами»; 3 - Границы горизонтов; 4 - Индекс горизонта; 5 - Этапы накопления ОВ с высокими концентрациями

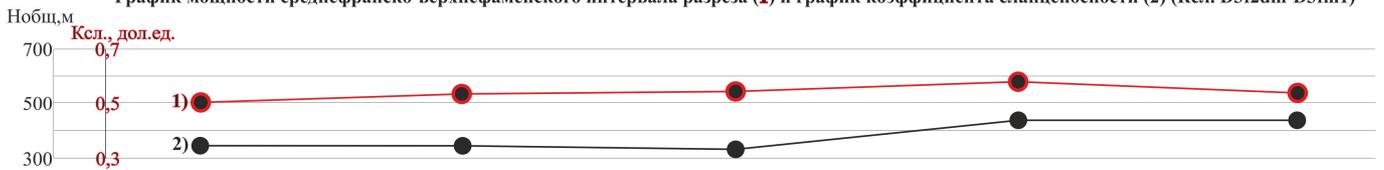
Рис. 8 Геолого-геофизические эталоны разрезов верхнедевон-турнейских карбонатных отложений внешних зон склонов палеосводов



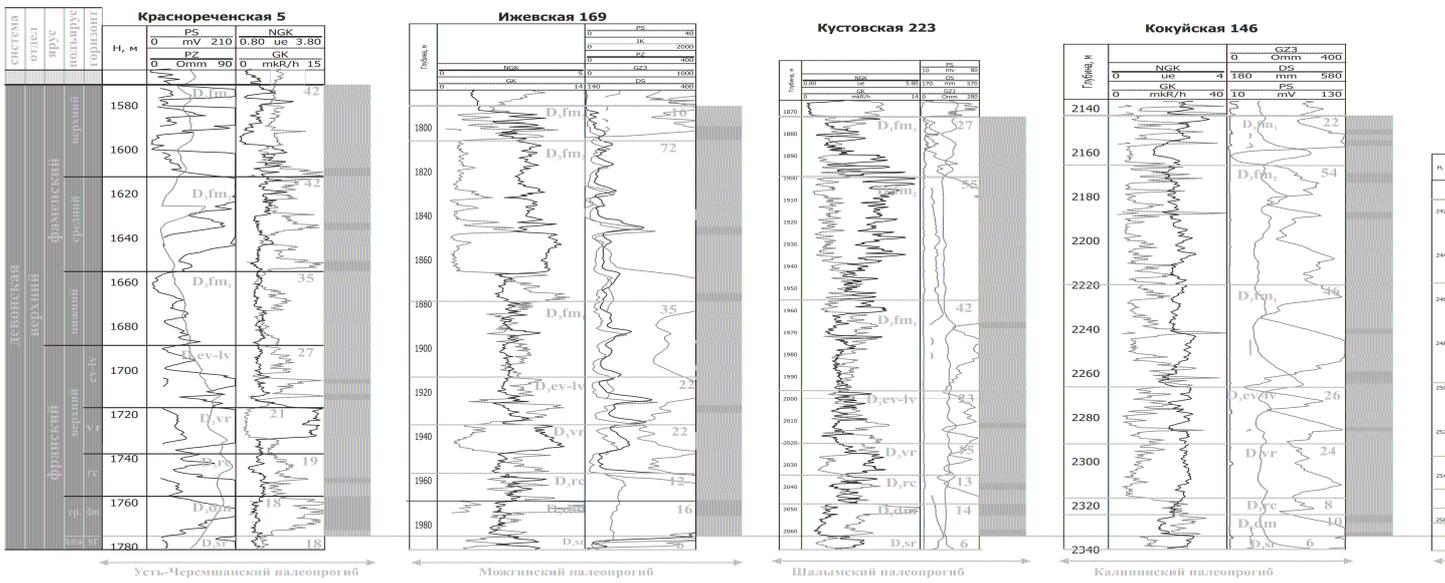
склон Южно-Татарского палеосвода

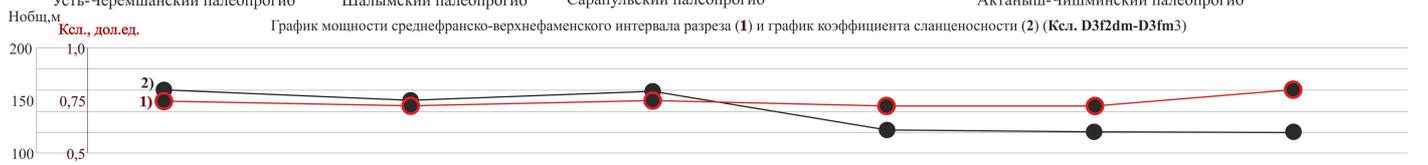
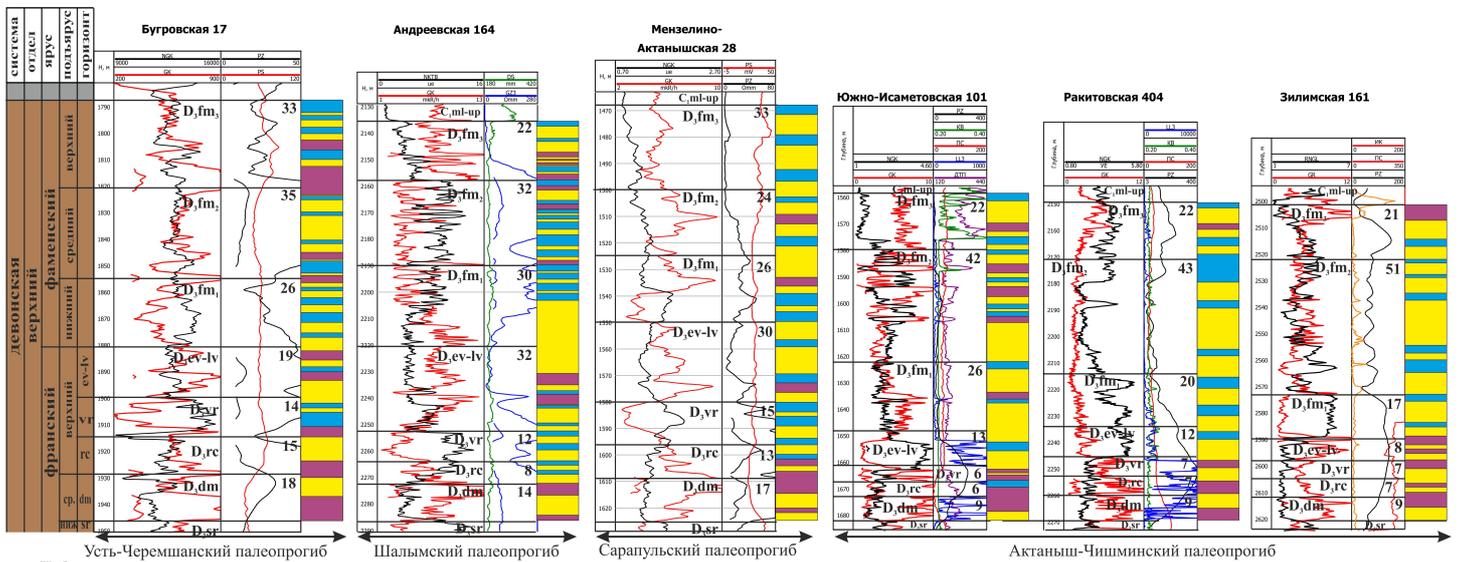
склон Башкирского палеосвода

График мощности среднефранско-верхнефаменского интервала разреза (1) и график коэффициента сланцевости (2) (Ксл. D3f2dm-D3f1m)

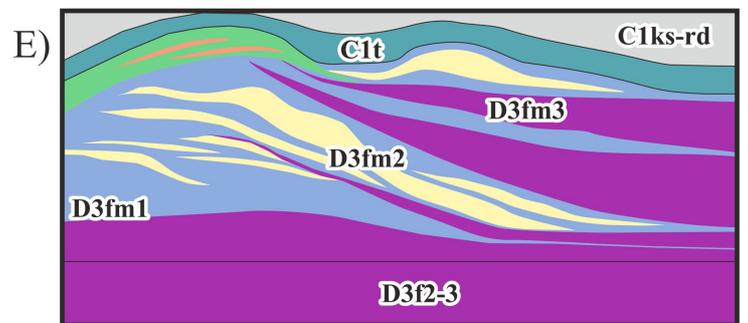
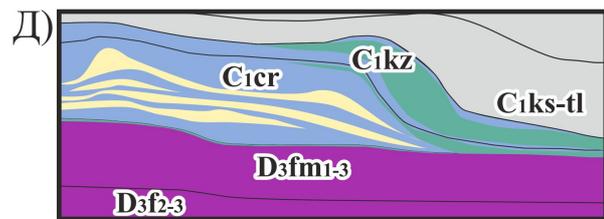
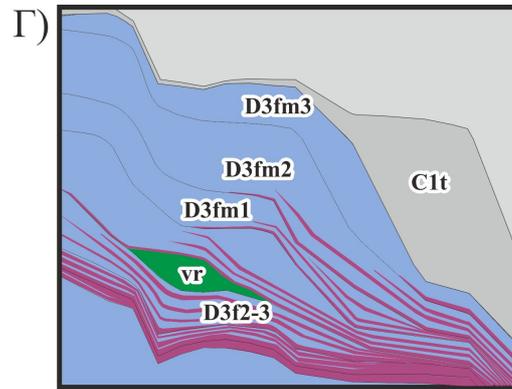
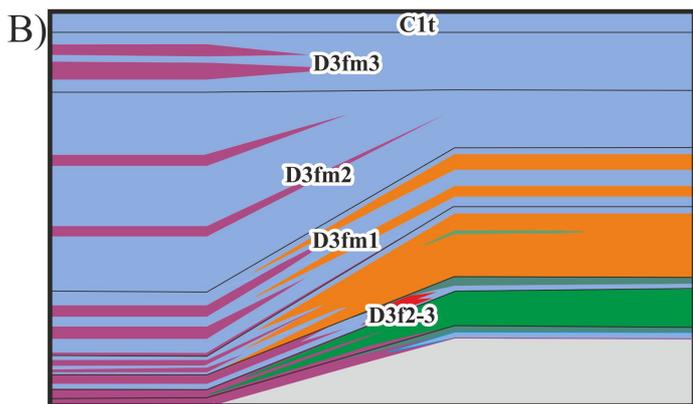
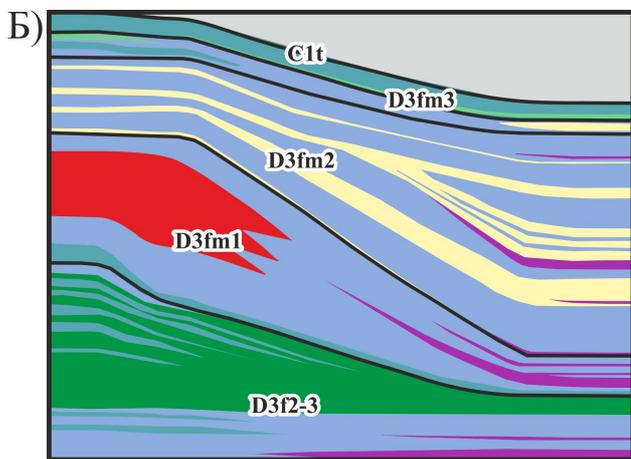
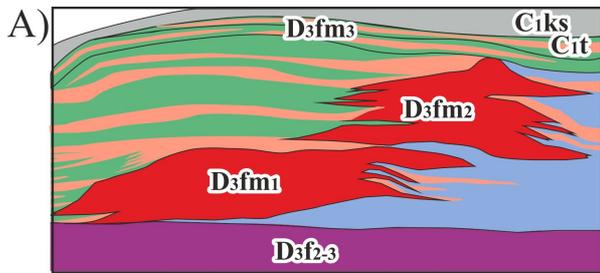


Условные обозначения см. на рис. 7



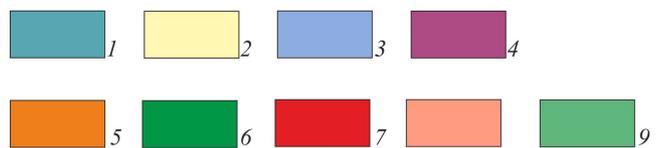


Условные обозначения см. на рис. 7



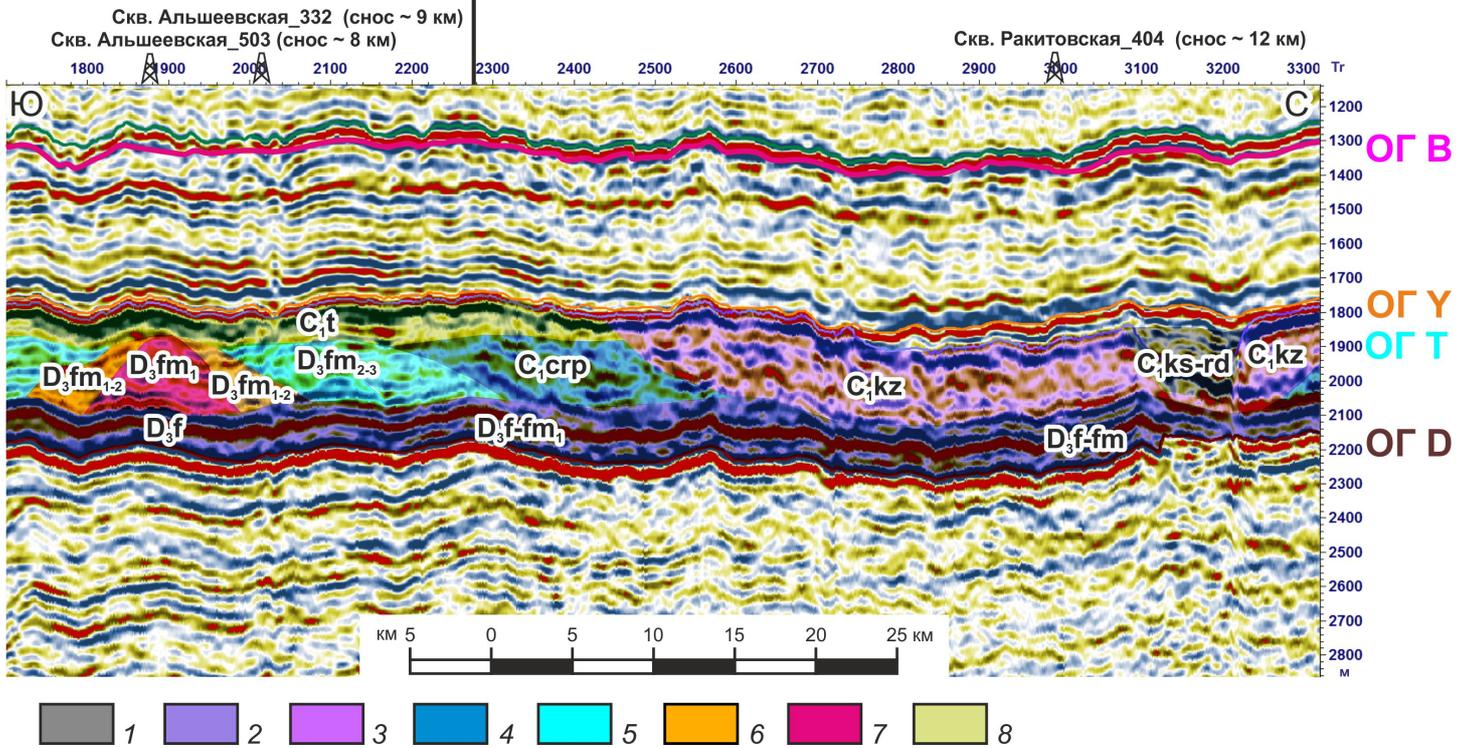
Вертикальный масштаб:

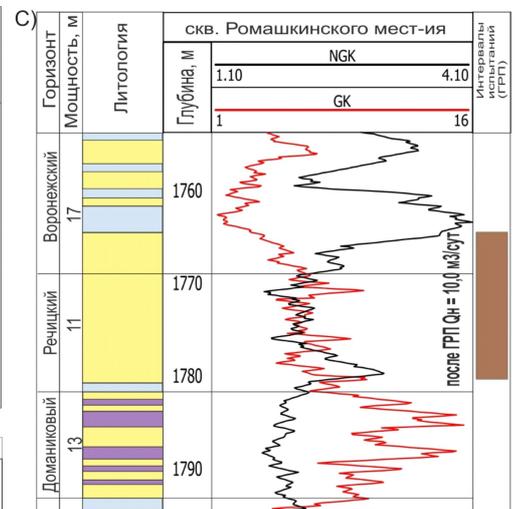
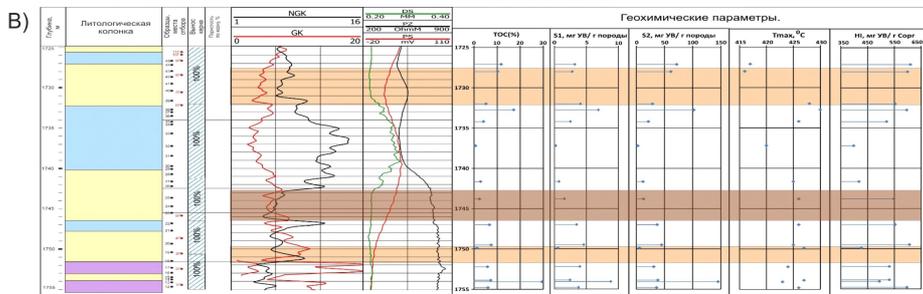
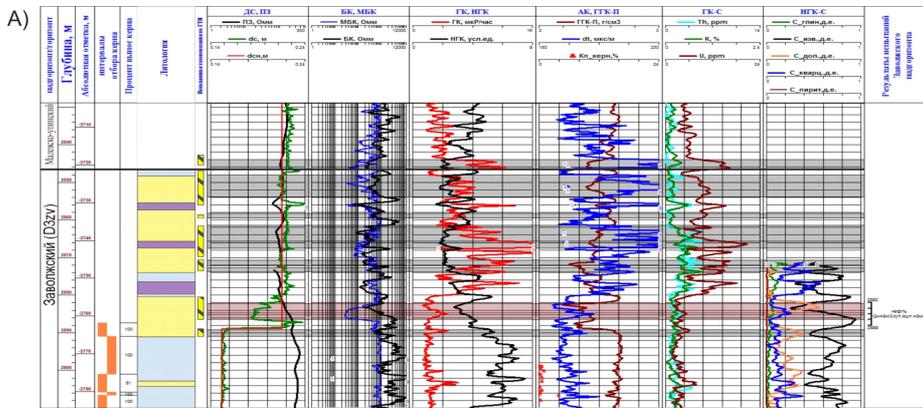
100
0



Южно-Татарский палеосвод

Актаныш-Чишминский прогиб





А) Выделение нефтенасыщенных толщин по результатам интерпретации расширенного комплекса ГИС и ГРП. Скважина Кашаевская-74;
 В) Выделение нефтенасыщенных толщин по результатам геохимических исследований. Скважина Южно-Мухинская-1027;
 С) Выделение нефтенасыщенных толщин при опробовании и после проведения ГРП. Скважина Березовской площади Ромашкинского мест-ия.



