

DOI: 10.17353/2070-5379/36_2023

УДК 553.98:552.54:551.735.1/.15(470.56)

Михеева А.И.

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»), Москва, Россия, mikheeva@vnigni.ru

СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕВИЗЕЙСКО-НИЖНЕБАШКИРСКОГО КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО- УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Оренбургская область является одним из старейших нефтегазодобывающих регионов России и имеет различную степень выработанности месторождений. В связи с интенсивностью разведки и разработки преимущественно структурных ловушек возникла необходимость в наращивании сырьевой базы за счет поисков и разведки объектов неструктурного типа. Одним из важных продуктивных нефтегазоносных комплексов на территории исследований является карбонатный верхневизейско-нижнебашкирский. При изучении карбонатных отложений, отличающихся сложной латеральной и вертикальной изменчивостью, только детальные исследования по совокупности литологических, биостратиграфических, петрофизических и геофизических данных позволяют всесторонне охарактеризовать строение осадочного бассейна, построить надежную геологическую модель и выделить наиболее перспективные участки для поисков ловушек нефти и газа еще на региональном уровне.

На основании послойной седиментологической интерпретации данных бурения, биостратиграфического анализа и выделения седиментационных циклитов выполнены расчленение и корреляция разрезов скважин, составлены типовые разрезы различных седиментационных зон и разработаны тонкослоистые модели. Обоснованы типы сейсмической записи, характерные для отложений каждой фациальной зоны, проведена геологическая интерпретация по опорной сети сейсмических профилей и построены карты сейсмофаций для каждого продуктивного подкомплекса. Разработаны литолого-фациальные карты и карты перспектив данных подкомплексов, а также выделены единые зоны нефтеперспективности для всего комплекса в целом.

В ходе исследования выяснено, что формирование верхневизейско-нижнебашкирского карбонатного нефтегазоносного комплекса в зоне сочленения Волго-Уральской антеклизы с Прикаспийской синеклизой и Предуральским краевым прогибом определило полный ряд фациальных обстановок карбонатонакопления: от лагун до нижних частей склонов палеогибов. Наличие барьерной системы, передовых и тыловых рифовых шлейфов, тыловых рифовых построек, а также пластов и линз обломочных известняков подвижных вод закрытого шельфа, является фактором седиментационных предпосылок к формированию сложноэкранированных (литологических и структурно-литологических) ловушек углеводородов на этой территории. Кроме этого, особый интерес вызывают структурно-литологические ловушки в карбонатных клиноформных комплексах бортовой части Предуральского прогиба, с которыми связываются дальнейшие перспективы этого участка.

Ключевые слова: *верхневизейско-нижнебашкирские карбонатные отложения, ловушка углеводородов неструктурного типа, клиноформа, нефтегазоносность, Оренбургская область, юго-восточная часть Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.*

Введение

В последние годы усилился интерес к изучению перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений зоны сопряжения Волго-Уральской антеклизы, северной части Прикаспийской синеклизы и южной части Предуральского краевого прогиба. Этому способствовали как результаты систематически проводившихся геологических и геофизических исследований, включающих глубокое бурение и сейсморазведку, так и открытие целого ряда нефтяных и газовых месторождений на изучаемой территории. Район исследования включает юго-восточную часть Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. С севера он граничит с Борской депрессией центральной части Бузулукской впадины, с юга - с Прикаспийской впадиной, а с востока - с передовыми складками Урала и включает следующие палеотектонические элементы: центральную часть Бузулукской палеовпадины, Камелик-Росташинскую зону палеоподнятий, Перелюбско-Рубежинский палеопрогиб, Булатовско-Кошинский палеовыступ, Восточно-Оренбургское палеоподнятие, Соль-Илецкий палеосвод, Мраковскую палеодепрессию и северный борт Прикаспийской палеовпадины (рис. 1).

В данной статье рассматриваются перспективы верхневизейско-нижнебашкирского карбонатного нефтегазоносного комплекса. Наибольший практический интерес представляет его верхняя часть - башкирский интервал. Открытие большого количества месторождений здесь связано с наличием в карбонатных отложениях высокоемких коллекторов, залегающих непосредственно под региональной карбонатно-глинистой покрывкой мелекесско-верейского возраста.

При этом максимальное количество месторождений углеводородов в башкирских карбонатных отложениях приурочено к центральной части Бузулукской палеовпадины (Бобровское, Курманаевское, Моргуновское, Речное, Новодолговское, Севастьяновское, Погромненское месторождения), к Камелик-Росташинской зоне палеоподнятий (Гаршинское, Свердловское, Новолюбимовское месторождения), к зоне Перелюбско-Рубежинского палеопрогиба (Солнечное, Сладковско-Заречное, Яснополянское месторождения), а также к восточному склону Соль-Илецкого палеовыступа (Оренбургское (восточная залежь), Бердянское, Копанское, Северо-Копанское, Чкаловское, Нагумановское месторождения) и бортовыми частями Предуральского палеопрогиба (Акобинское, Староключевское, Теректинское, Южно-Оренбургское, Рождественское месторождения).

Не менее перспективны на этой территории верхневизейские отложения, которые содержат большое количество пород-коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, а также внутрiformационный зональный флюидоупор - карбонатно-глинистые отложения тарусского горизонта нижнесерпуховского подъяруса («покровская пачка»).

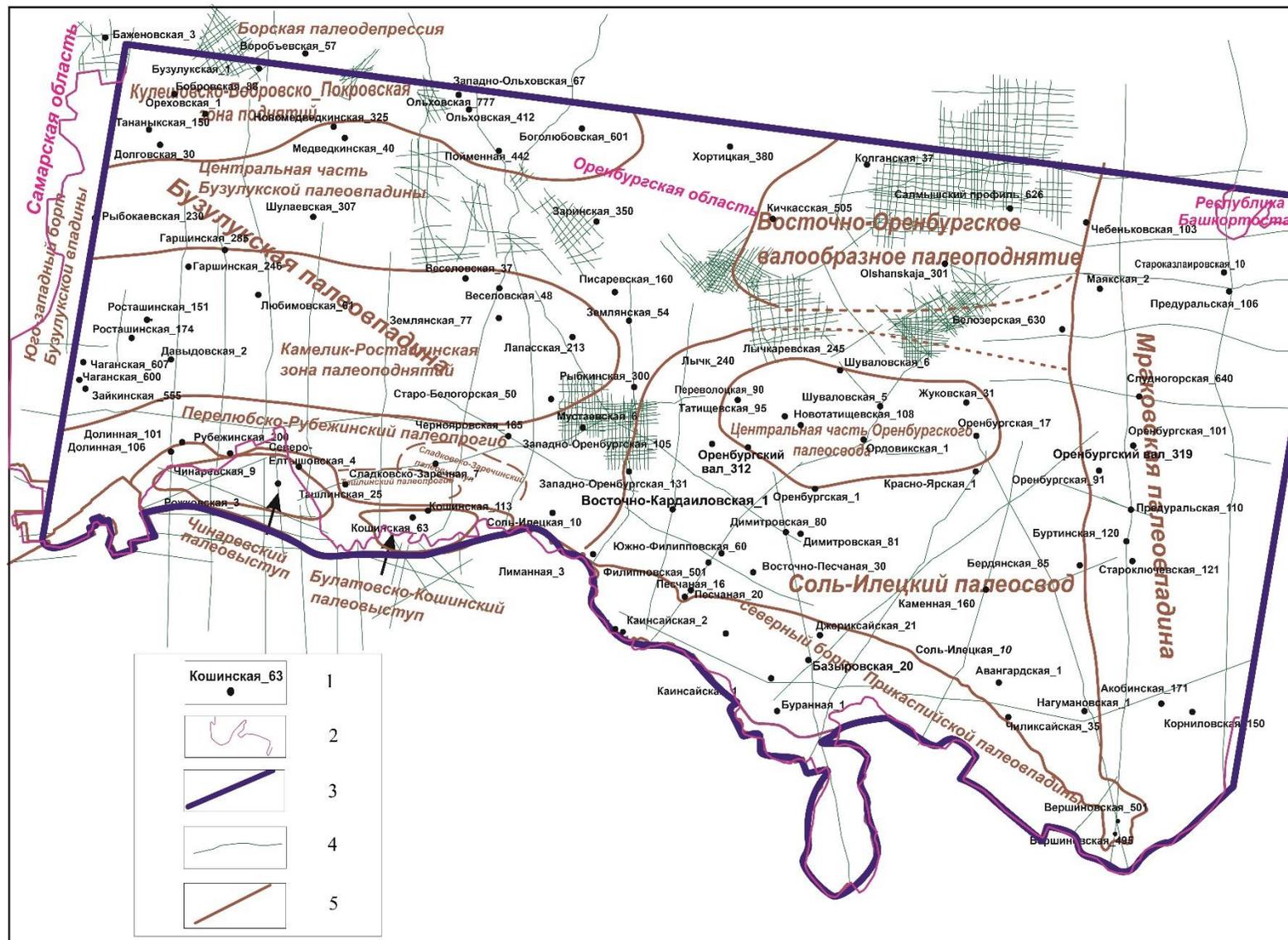


Рис. 1. Палеотектоническая схема районирования территории исследований на верхневизейско-башкирское время
 1 - опорные скважины территории работ; 2 - административные границы; 3 - контур работ; 4 - сейсмические профили; 5 - палеотектонические элементы.

С верхневизейскими отложениями связан целый ряд месторождений в северо-западной (Бобровское, Гаршинское, Сорочинско-Никольское месторождения и др.) и южной (Сладковско-Заречное, Яснополянское, Кошинское месторождения и др.) частях Оренбургского сектора исследований.

В серпуховском интервале месторождений в районе исследований не выявлено, однако на сопредельных территориях ближайшими крупным месторождением, находящимся южнее границы работ, является Карачаганак, западнее - Бариновско-Лебяжинское и Кулешовское месторождения. В зонах, где карбонатные башкирские отложения полностью или частично редуцированы, или амплитуда ловушки больше толщины последних, породы-коллекторы серпуховского возраста могут экранироваться карбонатно-глинистыми мелекесско-верейскими отложениями и являться продуктивными.

Месторождения карбонатного верхневизейско-нижнебашкирского комплекса на изучаемой территории в большинстве случаев приурочены к выявленным структурам. В связи с интенсивной выработкой запасов приобрело актуальность доизучение строения комплекса с целью выявления нефтегазоперспективных зон, содержащих участки развития наиболее высокочемких коллекторов и ловушки не только структурного типа. Карбонатные комплексы отличаются сильной латеральной и вертикальной изменчивостью литологических и петрофизических свойств, и определение коллекторов в них исключительно по данным ГИС без учета седиментологических особенностей отложений часто неоднозначно. В связи с этим возникла необходимость в выработке критериев выделения литологических и структурно-литологических ловушек, а также в прогнозировании их пространственного расположения в карбонатном верхневизейско-нижнебашкирском нефтегазоносном комплексе юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на основе комплексной интерпретации биоостратиграфических, литологических, геофизических, геохимических и петрофизических данных.

Литологическая характеристика отложений комплекса

Отложения верхневизейского подъяруса, входящие в состав верхневизейско-нижнебашкирского нефтегазоносного карбонатного комплекса в соответствии с «количественной оценкой» 2017 г. (ФГБУ «ВНИГНИ», 2020 г.) выделяются в объеме алексинского, михайловского и веневского горизонтов и на территории работ характеризуются преимущественно карбонатным и сульфатно-карбонатным составом. На всей изучаемой площади отложения *алексинского горизонта* имеют мощность 40-80 м и состоят преимущественно из известняков темно-серых, пелитоморфных, шламово-мелкодетритовых, а также светло-серых биоморфно-детритовых и детритовых,

преимущественно фораминиферово-водорослевых и фораминиферово-криноидных, с частыми прослоями глинистых известняков и черных аргиллитов в нижних частях разреза. Отложения *михайловского возраста* выполнены известняками с подчиненными прослоями доломитов, глинистых известняков и аргиллитов. В скважинах, расположенных в пределах Бузулукской палеовпадины, в верхней части фиксируется пачка переслаивания ангидритов и доломитов. Отложения *веневского горизонта* на территории исследования имеют карбонатный и ангидритово-доломитовый состав. Ангидритово-доломитовые толщи веневского горизонта вскрыты скважинами в центральных частях Бузулукской палеовпадины и сложены преимущественно ангидритами и доломитами с подчиненным количеством обломочных известняков. Содержание сульфатов в разрезах скважин колеблется от 10 до 15% на периферии до 80% в ее центральных частях (Бузулукская, Ореховская, Бобровская, Долговская и Погромненская площади). На остальной территории работ верхневизейские отложения сложены переслаиванием известняков и доломитов. В части разрезов известняки светло-серые водорослевые, биоморфно-детритовые, детритовые и органогенно-обломочные, в ряде других - темно-серые пелитоморфные и шламовые с отдельными прослоями обломочных разностей.

Серпуховский ярус включает нижний и верхний подъярусы. Нижнесерпуховские отложения представлены двумя типами разрезов - карбонатным и карбонатно-сульфатным. Карбонатный тип развит преимущественно на всей территории работ, карбонатно-сульфатный - исключительно в пределах территории Бузулукской впадины. В основании серпуховского яруса в большинстве разрезов изучаемой территории выделяется терригенно-карбонатная пачка, получившая название «покровской», которая представлена тонким переслаиванием доломитовых мергелей, глинистых известняков и доломитов, а также углистых и палыгорскитовых глин. Верхнесерпуховские отложения выполнены известняками и доломитами, зачастую органогенно-обломочными и брекчированными. В результате предбашкирского размыва практически повсеместно на всей территории исследования, установлено отсутствие верхних частей серпуховских отложений (запалтубинского горизонта) и нижней части башкирских отложений (горизонты вознесенский, краснополянский, иногда северокельтменский и прикамский). В районе Оренбургского палеосвода целиком размывы отложения серпуховского, а также верхней части визейского, ярусов [Зайцева и др., 2012; Стратиграфия нижнего карбона..., 2023]. В Мраковской впадине полнота разрезов максимальна.

В объеме *башкирского яруса* в целом на территории исследований выделяются нижний (*вознесенский, краснополянский, северокельтменский и прикамский горизонты*) и верхний (*черемшанский и мелекесский горизонты*) подъярусы. Отложения нижнего подъяруса и

черемшанский горизонт верхнего подъяруса имеют преимущественно карбонатный состав и входят в состав карбонатного верхневизейско-нижнебашкирского нефтегазоносного комплекса. В этом интервале преобладают известняки биогермные, детритово-водорослевые, комковато-водорослевые и водорослево-фораминиферовые с многочисленными прослоями органогенно-обломочных и оолитовых разностей, доломитов реликтово-органогенно-обломочных, известняков глинистых и аргиллитов. В подошве часто отмечаются брекчированные прослои. *Мелекесский горизонт* на территории исследования биостратиграфически обоснован исключительно в скважинах Оренбургского палеосвода и Мраковской палеовпадины, имеет преимущественно карбонатно-терригенный состав и зачастую объединяется с вышележащими, сходными по составу, отложениями верейского горизонта. Мелекесский горизонт башкирского яруса вместе с верейским горизонтом входят в состав терригенно-карбонатного мелекесско-верейского нефтегазоносного комплекса.

Седиментационный анализ отложений, разработка типовых разрезов различных фациальных зон и составление двумерных тонкослоистых моделей

В результате седиментационного анализа выделены следующие генетические типы отложений карбонатного верхневизейско-нижнебашкирского нефтегазоносного комплекса:

1) для *михайловско-венеvских, стешевско-верхнесерпуховских и башкирских отложений*:

- барьерной рифовой системы, в том числе шлейфовые, межбиогермные, баровые и межрифовые;

- тыловых рифовых построек на шельфе, в том числе шлейфовые и межбиогермные;

- закрытого шельфа (малоподвижных и подвижных придонных вод);

- прибрежных лагун, экранированных лоскутными рифовыми постройками;

- верхней и нижней частей склона крупных палеовпадин;

2) для *алексинских и тарусских отложений*:

- мелкого и глубокого открытого шельфа;

- отложений верхней части склонов крупных палеовпадин.

Разрезы барьерной рифовой системы (рис. 2) отличаются преобладанием массивных интервалов водорослевых, коралловых и биоморфно-водорослевых известняков с отдельными прослоями обломочных, оолитовых и пелитоморфных разностей. Зачастую биогермные интервалы чередуются в разрезах с отложениями межрифовых проливов или склоновыми фациями. Мощности рифовых интервалов составляют 130-230 м. Разрезы этого типа характеризуются очень высокими значениями коэффициентов эффективных толщин (0,4-0,6) и пониженными коэффициентами глинистости (0,05-0,2).

В разрезах тыловых рифов (рис. 3) биогермные интервалы представлены известняками массивными водорослевыми, реже мшанковыми и коралловыми, с частыми прослоями органогенно-обломочных и детритовых известняков. Подстилаются глинисто-карбонатными отложениями мелкого шельфа или отложениями склонов локальных палеосводов, перекрываются и чередуются в разрезе с отложениями закрытого шельфа. Мощности рифовых интервалов редко превышают 150 м, что обусловлено частым выходом построек на поверхность с последующем размывом и переотложением. Разрезы этого типа также характеризуются очень высокими значениями коэффициентов эффективных толщин (0,3-0,5) и пониженными коэффициентами глинистости (0,05-0,25).

В генетической группе отложений закрытого шельфа выделяются генетические типы малоподвижных и подвижных вод. Отложения малоподвижных придонных вод сложены известняками серыми и светло-серыми биоморфно-водорослевыми, детритовыми, сгустково-комковатыми и мелкокомковатыми известняками, а также доломитами. В свою очередь, прослои известняков мелко- и тонкоплитчатых органогенно-обломочных и оолитовых формировались в обстановке подвижных вод закрытого шельфа (рис. 4). В целом разрезы закрытого шельфа характеризуются коэффициентами эффективной толщины (0,25-0,4) и низкими значениями глинистости (0,05-0,25). Здесь отмечены многочисленные внутрiformационные размывы, связанные с периодическими этапами приостановок карбонатной седиментации, сопровождающиеся переотложением карбонатного материала и формированием линз обломочных известняков и карбонатных седиментационных брекчий.

Генетический тип прибрежных лагун (рис. 5), экранированных постройками лоскутных рифов, характеризуется появлением в разрезе большого количества прослоев ангидритов и увеличением доломитовой составляющей. Разрезы этого типа сложены ангидритами голубовато-серыми, крупнокристаллическими и доломитами коричневатого-серыми, кристаллическими и светло-серыми, сахаровидными с прослоями органогенно-обломочных известняков, тонкими прослоями палыгорскитовых глин и черных мергелей. Известняки светло-серые органогенно-обломочные, остракодово-фораминиферовые. Содержание сульфатов в разрезах может достигать 80%. Мощности интервалов закрытого шельфа достигают 200-300 м. Коэффициенты эффективных толщин в этой фациальной зоне, за счет прослоев обломочных карбонатов, могут достигать 0,5, в то время как коэффициенты глинистости составляют не более 0,25.

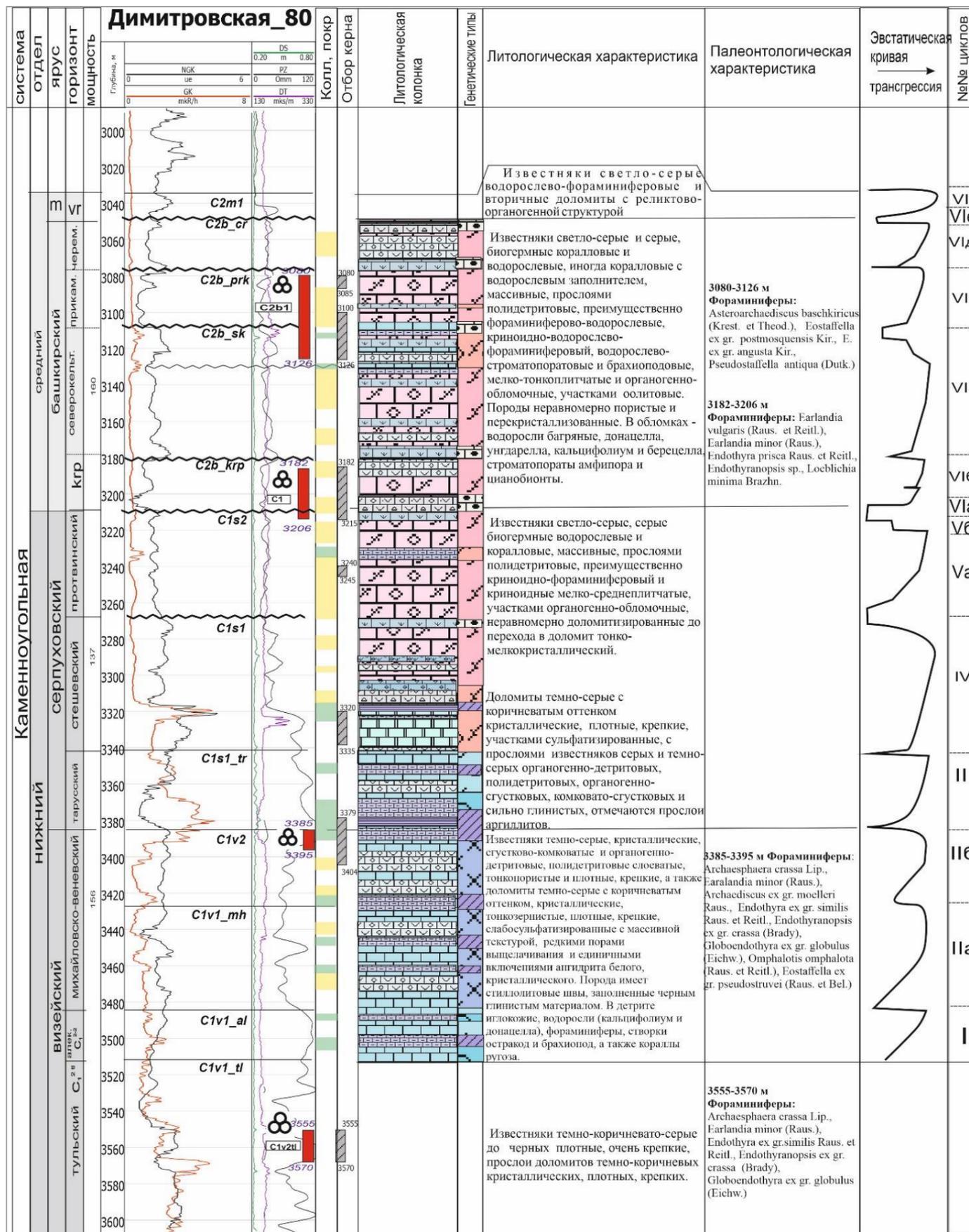


Рис. 3. Геолого-геофизический разрез отложений верхневизейско-башкирского карбонатного комплекса по скважине Димитровская_80 Соль-Илецкий палеосвод, отложения склонов палеосводов - визейский ярус, тыловых рифовых построек - серпуховской и башкирский ярусы. Усл. обозначения см. на рис. 2.

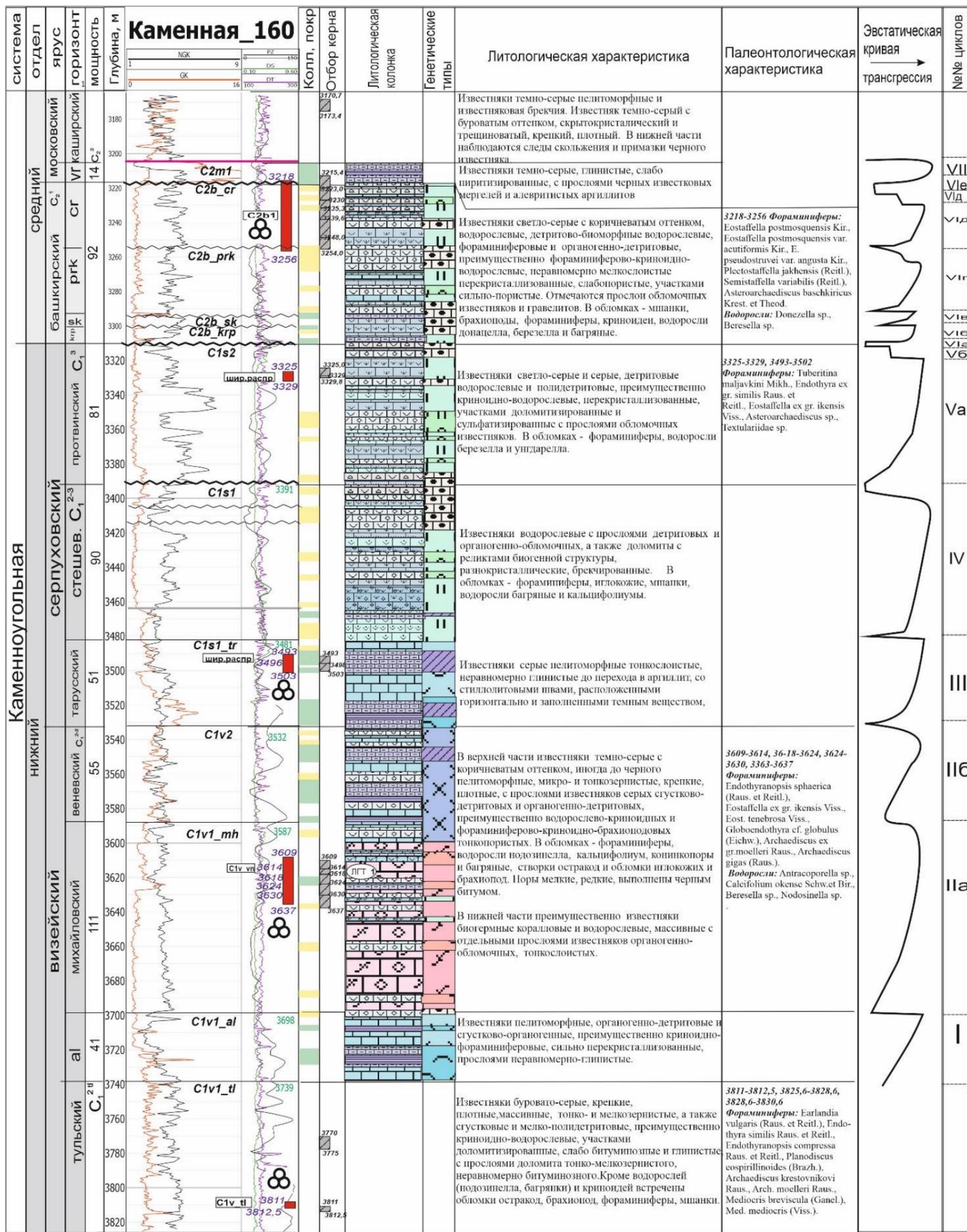


Рис. 4. Геолого-геофизический разрез отложений верхневизейско-башкирского карбонатного комплекса по скважине Каменная_160 Соль-Илецкий палеосвод, отложения рифовой группы - визейский ярус, закрытого шельфа - серпуховской и башкирский ярусы. Усл. обозначения см. на рис. 2.

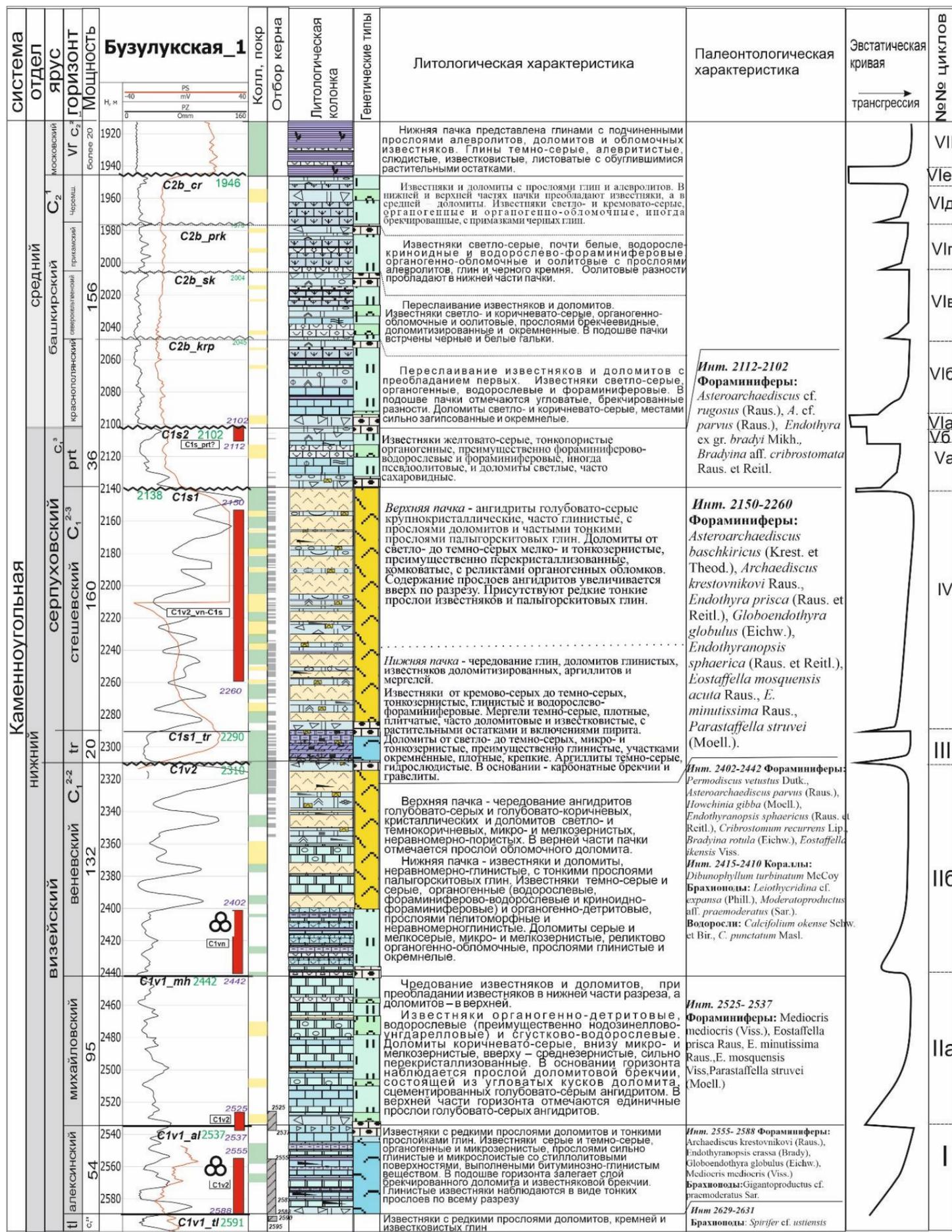


Рис. 5. Типовой разрез отложений верхневизейско-башкирского карбонатного комплекса по скважине Бузулукская_1 Борская депрессия, Бузулукская впадина, отложения прибрежных лагун верхневизейско-серпуховского возраста. Усл обозначения см. на рис. 2.

Разрезы верхних частей склонов крупных палеовпадин (рис. 6) отличаются увеличенным значением мощностей и сложены известняками пелитоморфными и шламовыми тонкоплитчатыми, часто неравномерно-глинистыми, с прослоями глинистых известняков, мергелей и аргиллитов. В этих разрезах часто наблюдаются отдельные прослои известняков органогенно-обломочных и брекчий массивных карбонатных, формирующих на склонах карбонатные клиноформные комплексы, образованные за счет привноса органогенно-обломочного материала по межрифовым каналам из зоны рифообразования и мелководных участков зарифовых обстановок (клиноформы I типа [Фортунатова, 1993, 2007], или при переносе обломочного карбонатного материала, отложенного на бровке рифа после роста и размыва биогермной постройки в регрессивной стадии развития палеобассейна (клиноформы II типа). В разрезе эти тела имеют форму конуса, в котором выделяются три основных зоны: проксимальная, центральная (аккумулятивная) и дистальная.

Породы-коллекторы сложены преимущественно обломками биогенных и детритовых известняков (клиноформы I типа) или карбонатными брекчиями, гравелитами и обломочными известняками с раковинами фораминифер и обломками иглокожих, кораллов и мшанок (клиноформы II типа). Максимальное отношение эффективной толщины к общей толщине разреза характерно для проксимальных и центральных частей конуса, резкое увеличение мощностей отложений - для центральной его части. Дистальные части отличаются малыми мощностями и повышенной глинистостью разрезов. В целом для отложений верхних частей склонов палеобассейнов характерно заметное увеличение глинистости разрезов ($K_{\Gamma} = 0,05-0,3$) и заметное колебание коэффициентов эффективных толщин ($K_{\text{эф}}$ - от 0,1 до 0,55) за счет разного содержания обломочных карбонатов в разрезе.

Разрезы нижних частей склонов крупных палеовпадин (рис. 7) отмечены на северном борту Прикаспийской впадины и характеризуются повышенной глинистостью и сильным сокращением мощности (до 50 м) за счет выпадения из разрезов иногда целых стратонов. В разрезах, наряду с обилием тонкослоистых пелитоморфно-шламовых иногда битуминозных и кремненых разностей, содержатся тонкие прослои органогенно-обломочных и полидетритовых брекчированных известняков. Однако коэффициенты эффективных толщин в этих разрезах крайне малы (0,1-0,2).

В целом для разрезов михайловско-веневского, стешевско-запалтьюбинского и башкирского интервалов максимальное количество пород-коллекторов характерно для зон барьерной рифовой системы и тыловых рифов, фациальных обстановок прибрежных лагун, а также центральных и проксимальных частей карбонатных клиноформ на склонах крупных палеовпадин.

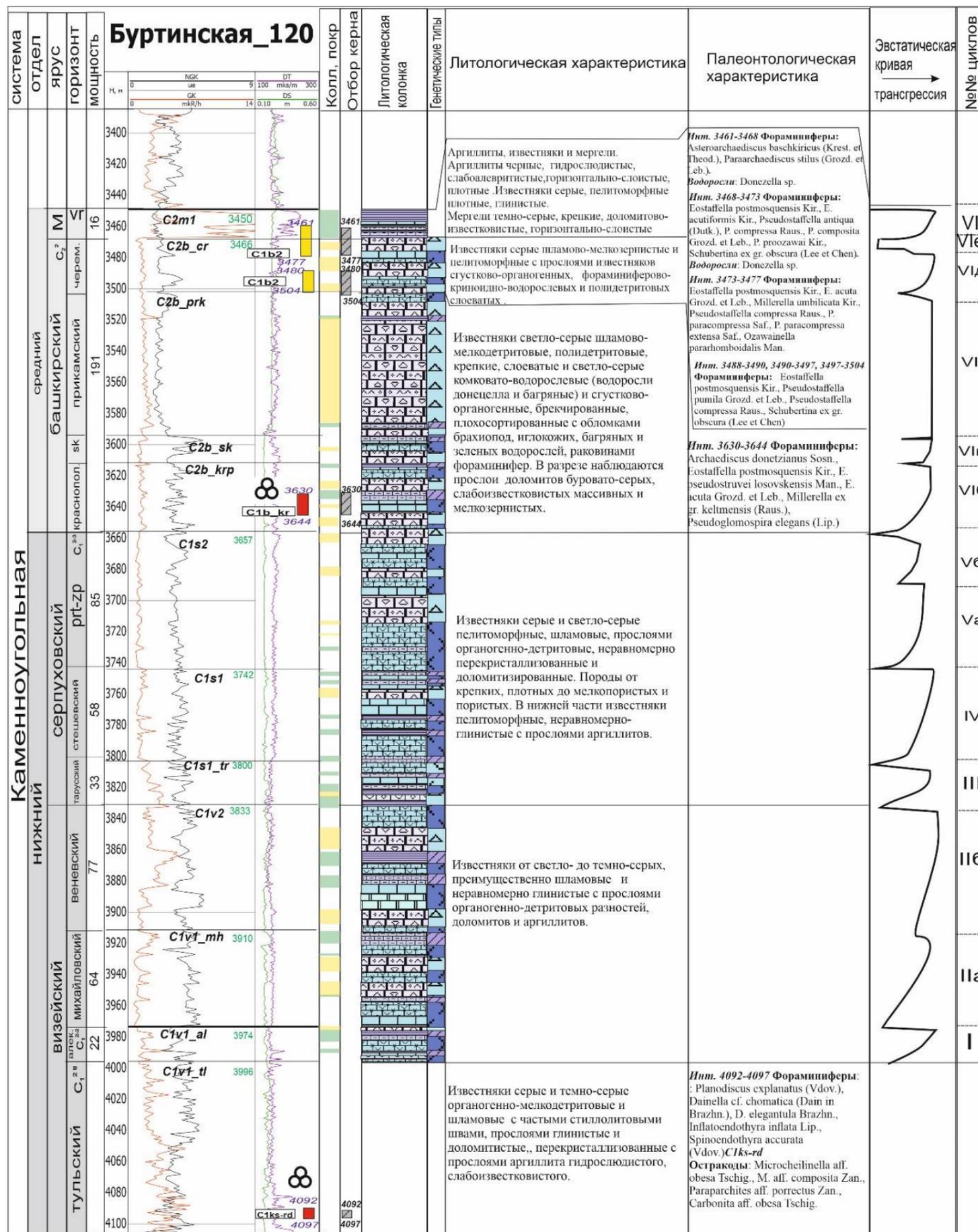


Рис. 6. Геолого-геофизический разрез отложений верхневизейско-башкирского карбонатного комплекса по скважине Буртинская_120 Мраковская палеовпадина, отложения верхней части склона. Усл. обозначения см. на рис. 2.

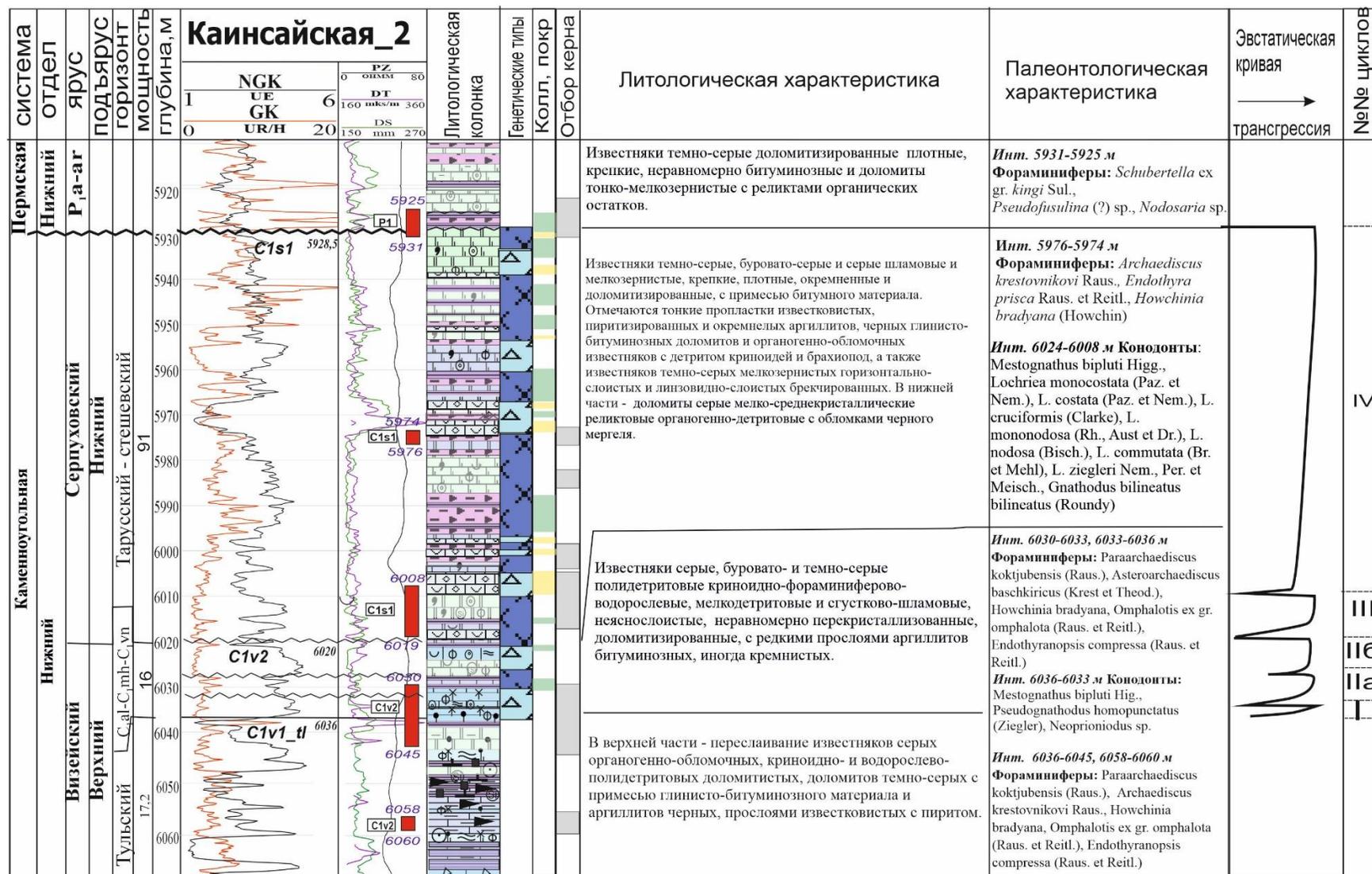


Рис. 7. Геолого-геофизический разрез отложений верхневизейско-башкирского карбонатного комплекса по скважине Каинсайская_1 Каинсайский выступ, северный борт Прикаспийской палеовпадины, отложения нижней части склона. Усл. обозначения см. на рис. 2.

Для разрезов зон закрытого шельфа характерны отдельные пласты пористых обломочных и оолитовых известняков, а также сахаровидных доломитов, содержание которых не превышает 30% разреза. Минимальным значениям коэффициентам глинистости (K_g) отвечают зоны рифовой и зарифовой групп, максимальная глинистость свойственна для отложений склонов палеовпадин, особенно в его нижней части, а также для интервалов межрифовых проливов.

Отложения мелкого шельфа алексинского и тарусского возраста (см. рис. 3-5) с мелкой плитчатостью обладают низкими значениями эффективных толщин ($K_{эф} = 0,15-0,2$), высокими значениями глинистости разрезов ($0,25-0,6$) и циклическим убыванием глинистости вверх по разрезу. Отложения сложены преимущественно пелитоморфными и детритовыми известняками с прослоями глинистых известняков, мергелей, аргиллитов и доломитов. Мощности в этой зоне составляют 25-55 м.

Отложения склонов крупных палеовпадин, выделенные для алексинского и тарусского горизонтов (см. рис. 2, 6, 7), отличаются преобладанием пелитоморфных и шламовых разностей наряду с единичными прослоями известняков обломочных и детритовых. Для разрезов этого типа характерно заметное увеличение глинистости разрезов ($K_g = 0,25-0,8$) наряду с высокими значениями эффективных толщин ($K_{эф} = 0,1-0,3$) за счет прослоев брекчированных известняков.

На основании типовых разрезов и проведенной корреляции разработаны тонкослоистые модели верхневизейско-башкирского карбонатного комплекса, проходящие вкост простирания фациальных зон и характеризующие пространственное взаимоотношение генетических типов отложений, пород-коллекторов и флюидоупоров, свойственных для различных палеогеоморфологических элементов палеобассейна. На одной из моделей (рис. 8) отражены закономерности строения отложений в зоне сочленения Волго-Уральской антеклизы и Предуральского краевого прогиба и перехода барьерной рифовой системы, окаймляющей Соль-Илецкий палеосвод, к отложениям склоновых фаций пологого склона Предуральского палеопргиба.

На склоне накапливались преимущественно карбонаты шламовые и пелитоморфные, часто неравномерно-глинистые, содержащие большое количество линз обломочных известняков и карбонатных брекчий. Обломочные разности характеризуются клиноформным залеганием, и их формирование соответствует регрессивным стадиям развития палеобассейна. При проведении моделирования отмечено, что основной особенностью склонов Прикаспийской палеовпадины и Предуральского палеопргиба является крутизна наклона - склон Мраковской впадины более пологий, Прикаспийский борт - крутой.

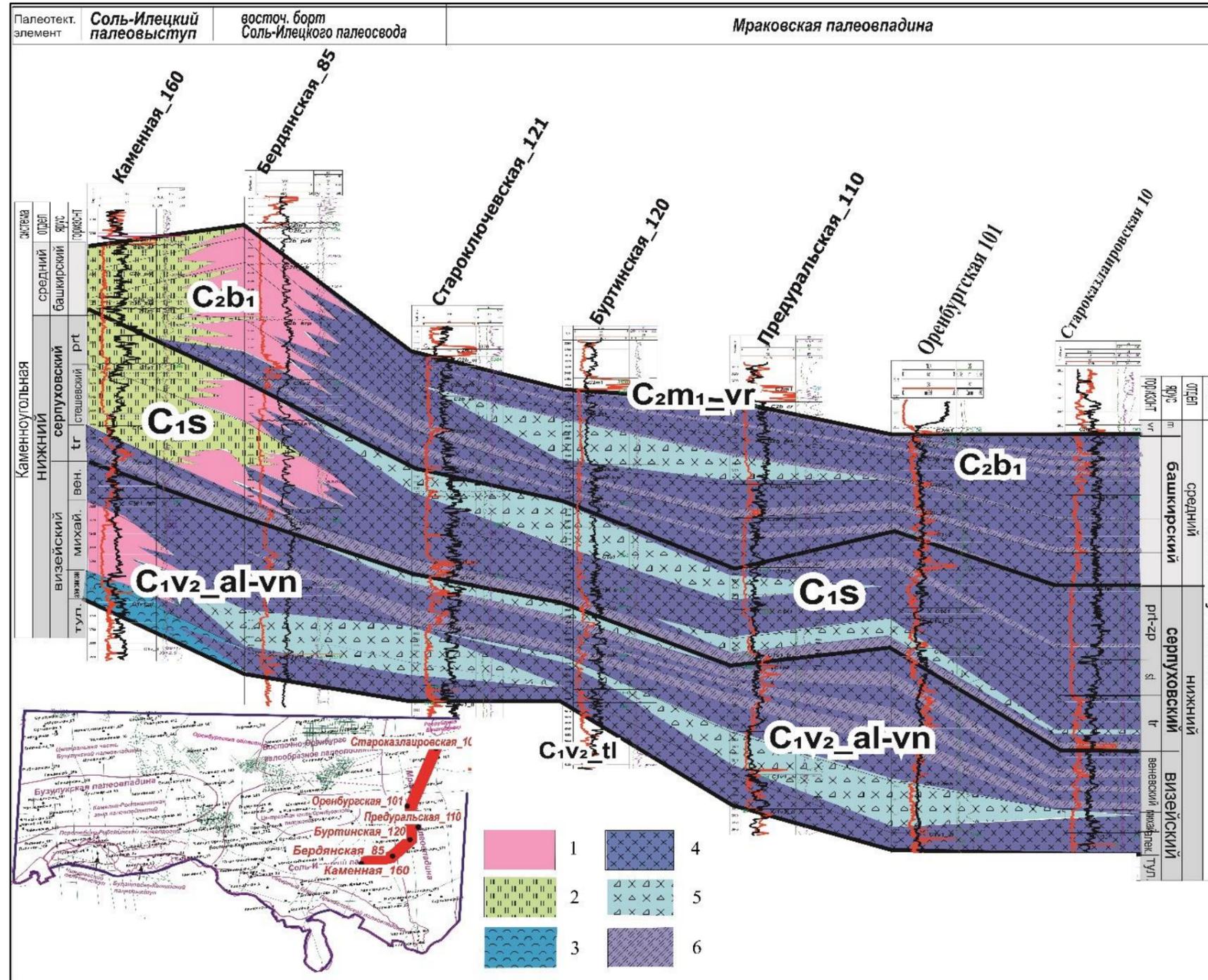


Рис. 8. Седиментационная модель строения верхневизейско-нижнебашкирского комплекса в зоне сочленения Оренбургского палеосвода и Соль-Илецкого палеовыступа

Генетические типы: 1 - биогермные барьерной рифовой системы (рифовые - водорослевые, коралловые, шлейфовые, межбиогермные - органогенно-обломочные, детритовые); 2 - закрытого шельфа, малоподвижных вод (известняки детритовые, мелко-сгустковые, фораминиферово-водорослевые); отложения склона: 3 - открытого шельфа (известняки пелитоморфные, органогенно-детритовые); 4 - известняки пелитоморфные, шламовые, пелитоморфные; 5 - известняки органогенно-обломочные, карбонатные брекчии; 6 - аргиллиты, глины, мергели, известняки глинистые.

На другой модели проиллюстрировано распространение лагунных фаций окско-серпуховского возраста в центральных частях Бузулукской палеовпадины, контролирующееся постройками тыловых («лоскутных») рифов, расположенных на ее бортах. Одна из моделей построена с целью отразить накопление склоновых фаций на бортах Оренбургского палеосвода и иллюстрирует зону выклинивания серпуховских и верхней части верхневизейских отложений в его центральных частях.

Сейсмостратиграфический анализ отложений верхневизейско-нижнебашкирского комплекса

С учетом разработанных типовых разрезов и привязки скважин к сейсмическим разрезам обоснованы типы сейсмической записи, характерные для отложений каждой фациальной зоны. На рис. 9 приведен эталон записи биогермной постройки барьерной рифовой системы восточного борта Соль-Илецкого палеосвода, экранирующей отложения закрытого шельфа и склоновые фации на борту Мраковской палеовпадины.

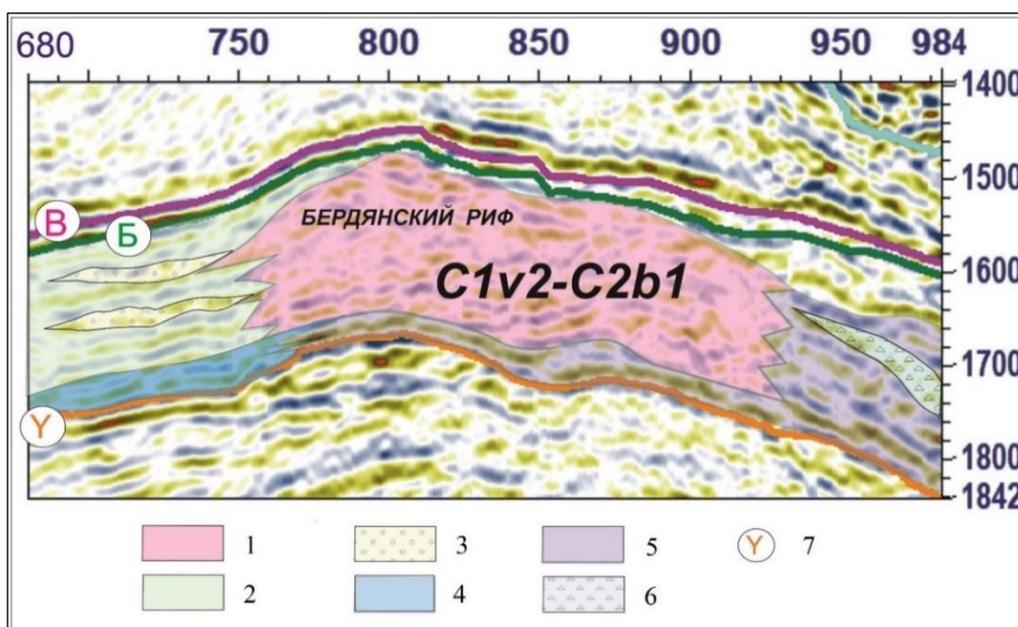


Рис. 9. Пример эталона сейсмической записи биогермной постройки верхневизейско-нижнебашкирского возраста

1 - барьерные биогермные постройки (известняки массивные водорослево-коралловые, мианковые);
 2 - отложения закрытого шельфа малоподвижных вод (известняки водорослевые, комковатые и доломиты); 3 - отложения закрытого шельфа подвижных вод (известняки обломочные, оолитовые);
 4 - отложения открытого шельфа (известняки пелитоморфные, детритовые, известняки глинистые и аргиллиты); 5 - отложения верхней части склона (известняки пелитоморфные, шламовые);
 6 - отложения склона, карбонатные клиноформы (известняки обломочные, брекчированные);
 7 - отражающие горизонты: У - кровля терригенных бобриковских отложений, Б - кровля карбонатных башкирских отложений, В - кровля верейских отложений.

С целью картирования границ сочленения наиболее крупных тектонических элементов территории исследований и распространения фациальных зон в межскважинном

пространстве, на основании стратиграфического расчленения разрезов, использования типовых разрезов и тонкослоистых седиментационно-емкостных моделей в отечественном программном комплексе РегионСейс-3D проведена геологическая интерпретация (рис. 10) по всей сети сейсмических профилей (826 профиля, 12095 пог. км) с привязкой скважин к основным отражающим горизонтам («У», «Б», «В»), а также дополнительно выделенным отражающим горизонтам, соответствующим кровле визейских (C1v) и серпуховских (C1s) отложений. Используя программный пакет сейсмической интерпретации «Структурно-Формационное прогнозирование» (СФП) и выбор атрибутов, наиболее информативных для изучаемых отложений (мгновенная амплитуда и частота, первый спектрально-скоростной атрибут (СВА-1) и среднее значение, снятое с разреза атрибута псевдо-акустического каротажа (ПАК)), построены карты сейсмофаций для каждого продуктивного подкомплекса. Всего в результате работ выделено пять сейсмофациальных зон в пределах изучаемой территории (рис. 11).

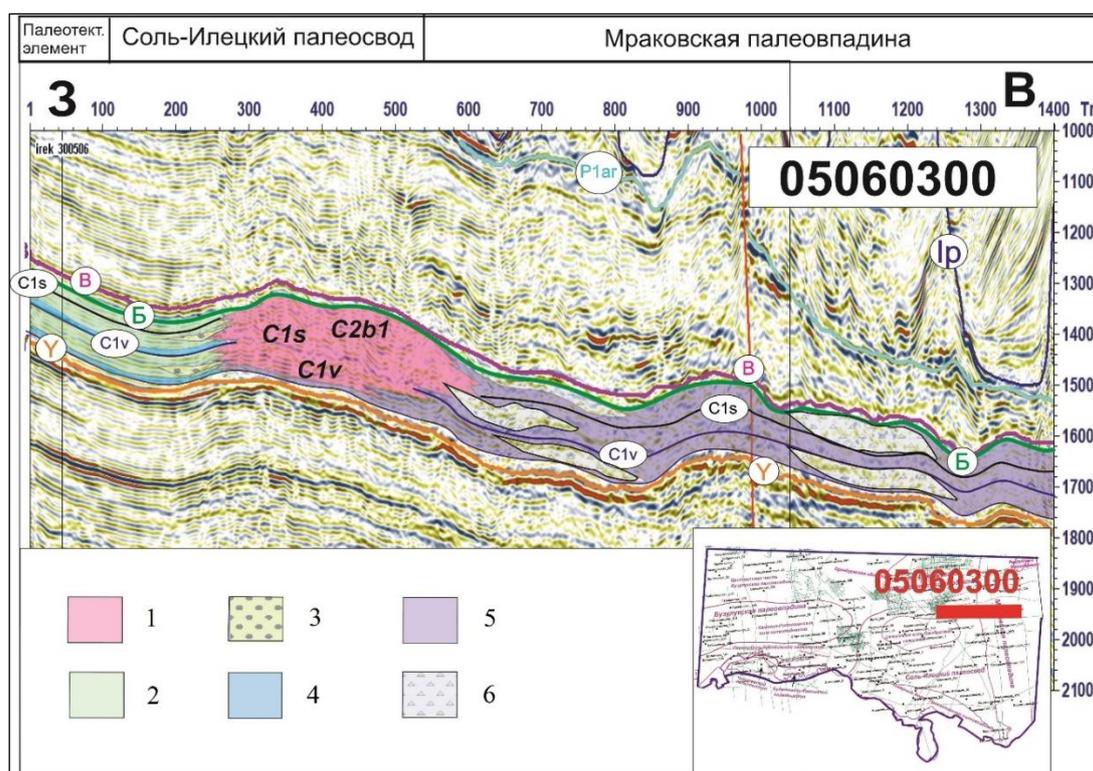


Рис. 10. Пример геологической интерпретации сейсмического профиля 05060300

(пикеты 1-1400) в зоне сочленения Соль-Илецкого свода и Предуральяского палеопргиба

1 - барьерные биогермные постройки (известняки массивные водорослево-коралловые, мшанковые);
 2 - отложения закрытого шельфа малоподвижных вод (известняки водорослевые, комковатые и доломиты);
 3 - отложения закрытого шельфа подвижных вод (известняки обломочные, оолитовые);
 4 - отложения открытого шельфа (известняки пелитоморфные, детритовые, известняки глинистые и аргиллиты);
 5 - отложения верхней части склона (известняки пелитоморфные, шламовые);
 6 - отложения верхней части склона, карбонатные клиноформы (известняки обломочные, брекчированные).

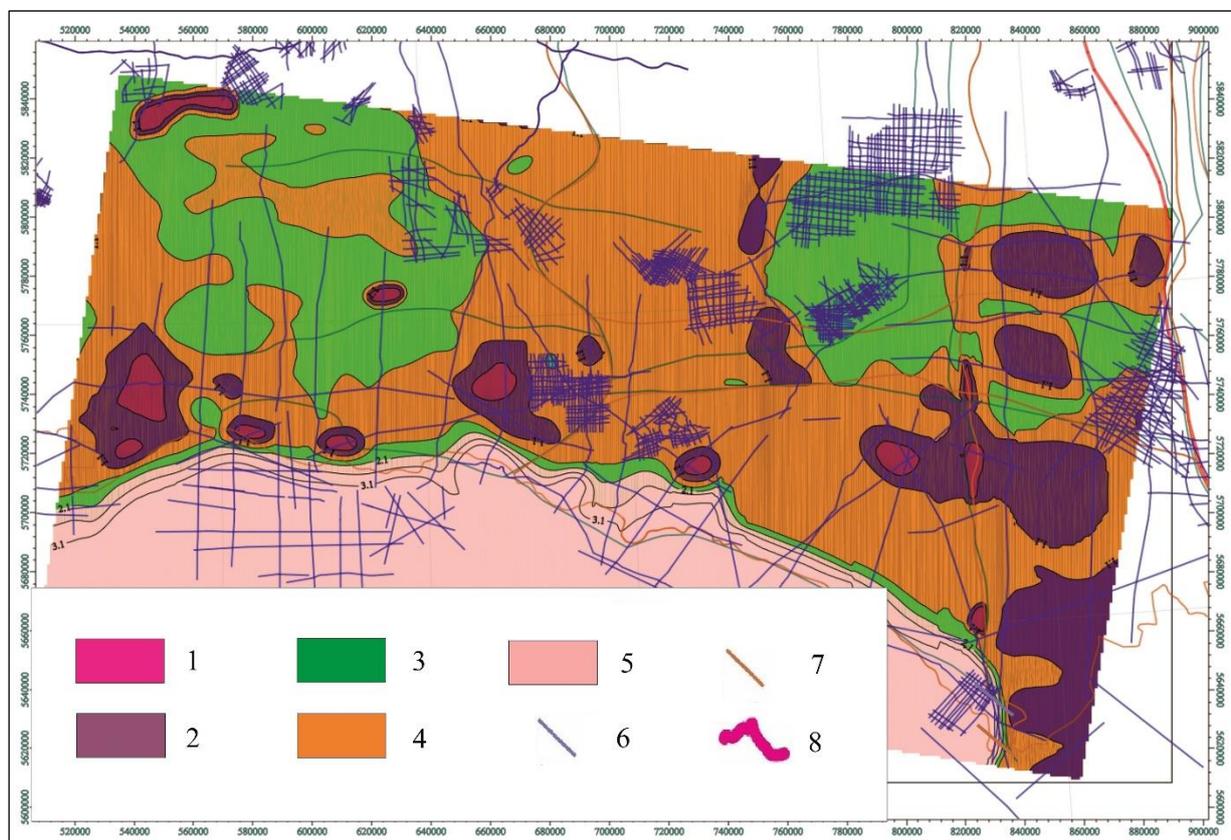


Рис. 11. Пример карты сейсмофациального районирования башкирского карбонатного сейсмокомплекса (ОГ «S-B»), построенной по результатам атрибутивного анализа

Сейсмофации: 1 - зоны с хаотичной сейсмической записью, увеличенными мощностями, повышенными скоростями и пониженной частотой; 2 - зоны с плохо выраженной слоистостью, увеличенными мощностями и скоростями, а также средними значениями мгновенной частоты; 3 - зоны с ярко-выраженной слоистостью, повышенной, относительно сейсмофации 2, частотой, амплитудой и скоростью; 4 - зоны с максимальными значениями скорости псевдоакустики и пониженными значениями частоты; 5 - зоны с сокращенными мощностями и скоростью, слоистой сейсмической записью и повышенной мгновенной частотой; 6 - сейсмические профили; 7 - тектонические границы; 8 - контур участка.

Сейсмофация_1 - соответствует разрезам с хаотичной сейсмической записью, увеличенными мощностями, повышенными скоростями и пониженной частотой, что характерно для областей развития биогермных построек.

Сейсмофация_2 - соответствует разрезам с плохо выраженной слоистостью, увеличенными мощностями и скоростями, а также средними значениями мгновенной частоты. Их можно соотнести с областями распространения линз обломочных карбонатов рифовых шлейфов и продуктивных тел клиноформных карбонатных комплексов.

Сейсмофация_3 - соответствует разрезам сейсмической записи с ярко-выраженной слоистостью, повышенной, относительно сейсмофации 2, частотой, амплитудой и скоростью, что характерно для областей частого переслаивания плотных и обломочных пород на мелководных отмелях и закрытом шельфе.

Сейсмофация_4 - соответствует разрезам с максимальными значениями скорости

псевдоакустики и пониженными значениями частоты, которые отвечают зонам распространения плотных карбонатов малоподвижных вод закрытого шельфа.

Сейсмофация_5 - соответствует разрезам с сокращенными мощностями и скоростью, слоистой сейсмической записью и повышенной мгновенной частотой, отвечающей областям преимущественного развития глинистых отложений нижней части склона.

Карты сейсмофациального районирования легли в основу построения литолого-фациальных карт строения каждого подкомплекса – верхневизейского, серпуховского и нижнебашкирского. Установлено, что формирование окско-башкирского карбонатного комплекса на большей части изучаемой территории происходило в условиях мелководного бассейна со сложным палеорельефом, характеризующегося нормальной соленостью вод. Относительно спокойный тектонический режим и смена трансгрессивных и регрессивных этапов развития бассейна, обусловленных эвстатическими колебаниями уровня моря, явилось причиной циклического строения разрезов и наличия поверхностей размыва, иногда приводивших к выпадению крупных стратиграфических интервалов целиком.

Условия образования отложений комплекса и разработка литолого-фациальных карт каждого подкомплекса

В *поздневизейское время* на территории юго-восточных районов Восточно-Европейской платформы началась обширная трансгрессия, результате которой образовались мощные толщи карбонатных отложений. Начиная с михайловского горизонта в прибортовых зонах Прикаспийской и Мраковской палеовпадин, начинает формироваться барьерная рифовая система, контролирующая распределение областей закрытого шельфа и склона бассейна (рис. 12). В области закрытого шельфа получили широкое распространение тыловые водорослевые биогермные постройки («лоскутные рифы»), экранирующие центральную часть Бузулукской палеовпадины, где в это время накапливались отложения лагунного генезиса. В разрезах закрытого шельфа часто отмечаются линзы и прослойки обломочных известняков, сформированных в условиях подвижных придонных вод. В пределах крупных палеовпадин в это время образовались склоновые отложения. Склон Мраковской палеовпадины отличается более пологим наклоном и, как следствие, увеличенным количеством клиноформных тел подводных конусов выноса, сложенных обломочным карбонатным материалом.

Палеогеографическая обстановка *серпуховского времени*, в целом, унаследовала характер осадконакопления верхневизейского возраста. Общее понижение темпов погружения территории и, как результат, низкое стояние моря в начале серпуховского времени привели к кратковременному привносу большого количества глинистого материала и формированию практически повсеместно выдержанной карбонатно-глинистой пачки

тарусского возраста («покровской пачки»). Область обстановки лагун в районе Бузулукской палеовпадины в серпуховское время сохраняется. Верхнесерпуховские отложения накапливались преимущественно в мелководно-морских обстановках осадконакопления. В пределах вершины Оренбургского палеосвода осадконакопление происходило в условиях крайнего мелководья и в результате предбашкирского размыва, отложения серпуховского яруса в этой зоне полностью редуцированы.

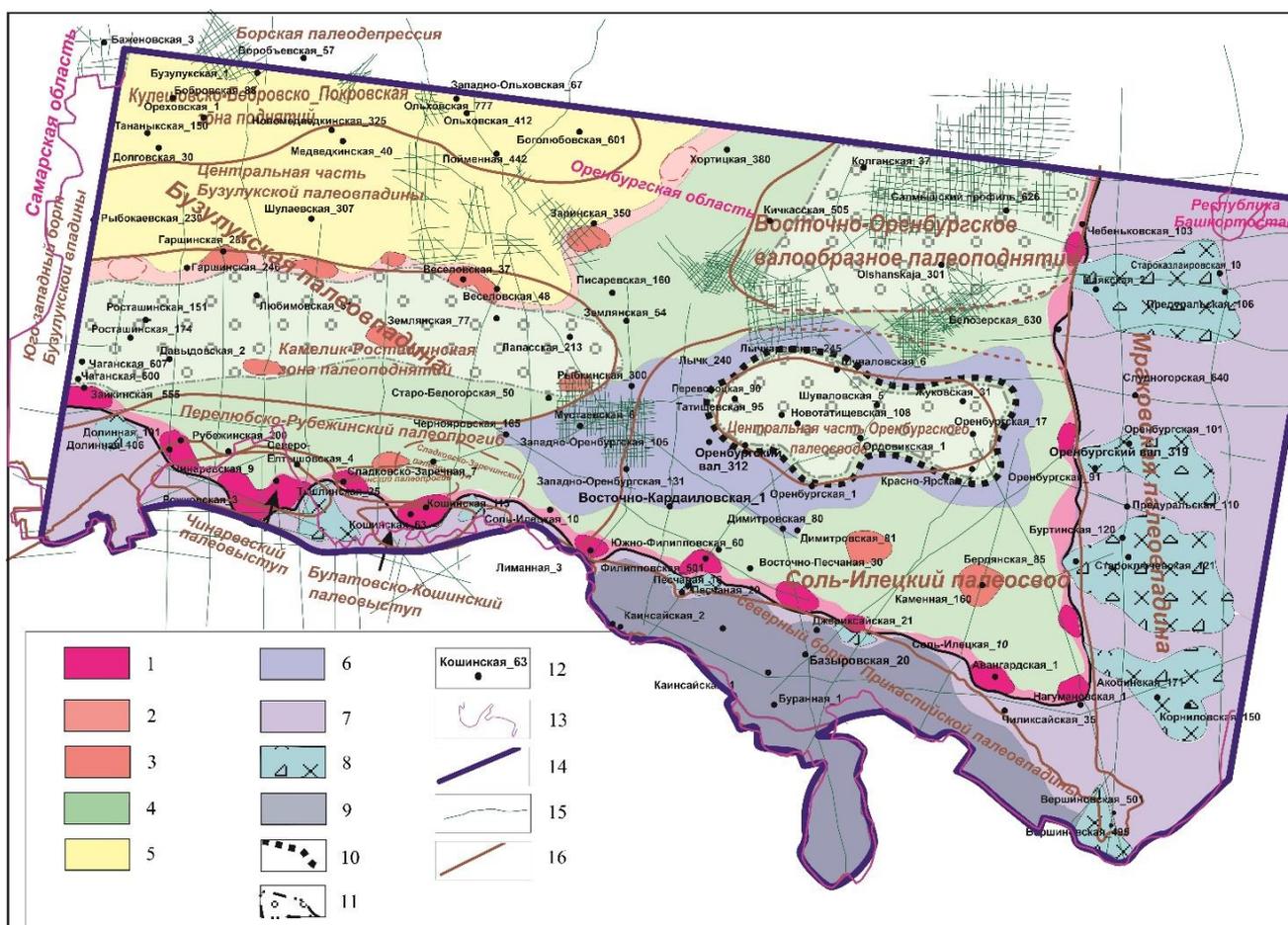


Рис. 12. Литолого-фациальная карта верхневизанских отложений

Генетические типы: 1 - построек барьерной рифовой системы (биогермные коралловые и водорослевые известняки), 2 - межрифовых проливов, 3 - тыловых рифов (биогермные коралловые и водорослевые известняки), 4 - закрытого шельфа (известняки водорослевые, мелкокомковатые и детритовые, оолитовые), 5 - лагун (ангидриты, доломиты, обломочные известняки), 6 - склонов локальных палеосводов (известняки пелитоморфные, шламовые, неравномерно-глинистые), 7 - верхней части склонов палеовпадин (известняки пелитоморфные, шламовые, неравномерно-глинистые), 8 - линз обломочных карбонатов конусов выноса на склоне палеовпадин (известняки органогенно-обломочные, карбонатные брекчии, конгломерато-брекчии), 9 - нижней части склонов палеовпадин (известняки пелитоморфные, шламовые, глинистые и битуминозные); 10 - зона размыва верхней части окского надгоризонта в пределах вершины Оренбургского палеосвода; 11 - область преимущественного распространения органогенно-обломочных и оолитовых известняков подвижных вод закрытого шельфа; 12 - опорные скважины территории работ; 13 - административные границы; 14 - контур работ; 15 - сейсмические профили; 16 - палеотектонические элементы.

С наступлением *башкирского времени* (рис. 13) вся территория работ покрыта морем, в пределах которого господствовали обстановки мелководного шельфа со слабоасчлененным донным рельефом. В пределах склонов Оренбургского палеосвода происходил рост маломощных биогермных тел. В обрамлении Соль-Илецкого свода продолжала формироваться барьерная рифовая система. По межрифовым проливам на склон Предуральского прогиба поступало увеличенное количество обломочного материала, образующее в этой зоне достаточно мощные клиноформные тела конусов выноса.

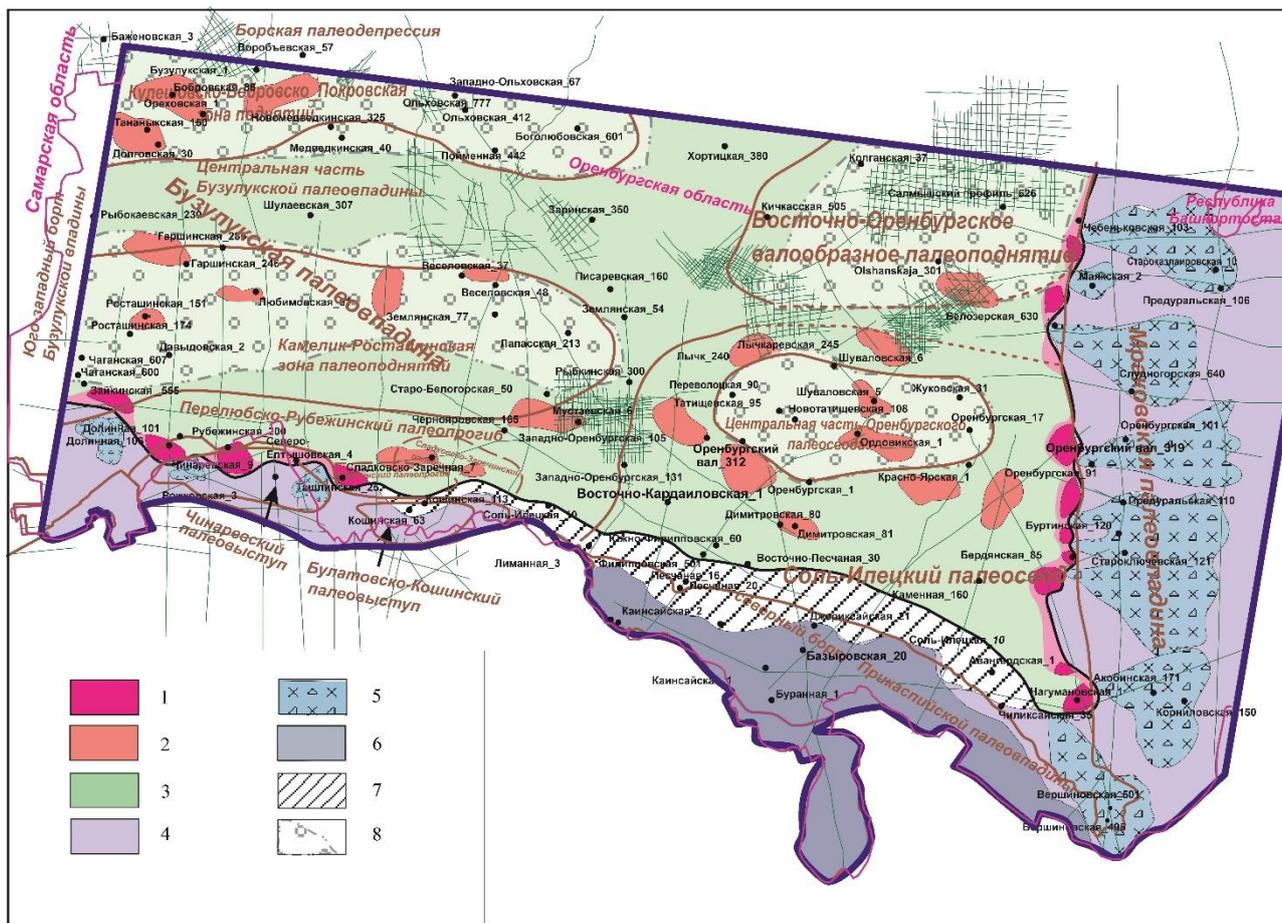


Рис. 13. Литолого-фациальная карта карбонатных башкирских отложений

Генетические типы отложений: 1 - барьерной рифовой системы (биогермные коралловые и водорослевые известняки), 2 - тыловых рифов (биогермные коралловые и водорослевые известняки), 3 - закрытого шельфа (известняки водорослевые, мелкокомковатые и детритовые, оолитовые), 4 - верхней части склонов палеовпадин (известняки пелитоморфные, шламовые, неравномерно-глинистые), 5 - линз обломочных карбонатов конусов выноса на склоне палеовпадин (известняки органогенно-обломочные, карбонатные брекчии), 6 - нижней части склонов палеовпадин (известняки пелитоморфные, шламовые, глинистые и битуминозные); 7 - зона отсутствия башкирских отложений; 8 - область преимущественного распространения органогенно-обломочных и оолитовых известняков закрытого шельфа.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 12.

Наличие рифовых построек барьерной системы и тыловых водорослевых рифов, широкое распространение пластов и линз обломочных известняков рифовых шлейфов,

отмелей и подвижных вод закрытого шельфа, а также клиноформных комплексов на склонах крупных палеовпадин, наряду с карбонатно-глинистыми и глинистыми флюидоупорами тарусского и мелекесско-верейского возраста, являются факторами формирования сложноэкранированных (литологических и структурно-литологических) ловушек углеводородов.

В отложениях верхневизейского возраста преобладают залежи нефти, в башкирском интервале - нефтяные, газонефтяные и нефтегазоконденсатные. Пористость коллекторов варьирует от 6 до 15%, проницаемость колеблется от 0,002 до 0,35 мкм² [Мязина, Кузьмина, 2015]. В разрезе комплекса насчитывается до 13 продуктивных пластов-коллекторов, при этом наиболее регионально выдержаны верхний пласт А4 башкирского яруса и пласты О2-О4 визейского яруса. Для верхневизейско-нижнебашкирских отложений наиболее распространенными типами коллекторов являются поровый тип коллектора, в меньшей степени - порово-каверновый и порово-трещинно-каверновый типы. Наилучшими коллекторскими свойствами в верхневизейско-нижнебашкирском комплексе юго-восточной части Волго-Уральской антеклизы обладают породы рифового генезиса ($K_{п\text{ ср}} = 14\%$), центральные и проксимальные части карбонатных клиноформ ($K_{п\text{ ср}} = 12\%$), а также обломочные и оолитовые отложения мелководных отмелей и подвижных вод закрытого шельфа ($K_{п\text{ ср}} = 15\%$). Минимальные значения типичны для отложений малоподвижных вод закрытого шельфа ($K_{п\text{ ср}} = 4\%$), дистальных частей клиноформ и шламовых известняков верхней и нижней частей ($K_{п\text{ ср}} = 2\%$). Расположение территории в зоне сочленения таких крупных тектонических элементов, как Волго-Уральская антеклиза, Прикаспийская синеклиза и Предуральский краевой прогиб предопределило существенную роль трещиноватости в карбонатных резервуарах.

Литолого-фациальные карты верхневизейско-нижнебашкирского карбонатного комплекса послужили основой для разработки карт перспектив для каждого продуктивного или потенциально-продуктивного подкомплекса. На последних показаны зоны, характеризующиеся высокими, средними и низкими перспективами с учетом параметров эффективных частей разреза - значений коэффициентов эффективных толщин (отношение суммарной толщины пластов-коллекторов к общей толщине разреза - $K_{эф}$) и коэффициентов глинистости (отношение суммарной толщины глинистых пластов к общей толщине разреза - $K_{г}$). На основании разработанных критериев выделены единые зоны нефтегазоперспективности для всего верхневизейско-нижнебашкирского карбонатного комплекса на основе суммирования наиболее перспективных зон каждого подкомплекса (рис. 14):

а) Бобровско-Ольховская зона, расположенная в пределах центральной части Бузулукской впадины и являющаяся благоприятной для поисков структурных ловушек в

отложениях верхневизейско-нижнесерпуховского возраста, приуроченных к пластам обломочных карбонатов лагунного генезиса, а также структурных и литологических ловушек, формирующихся в пределах башкирских биогермных построек и зон их облекания.

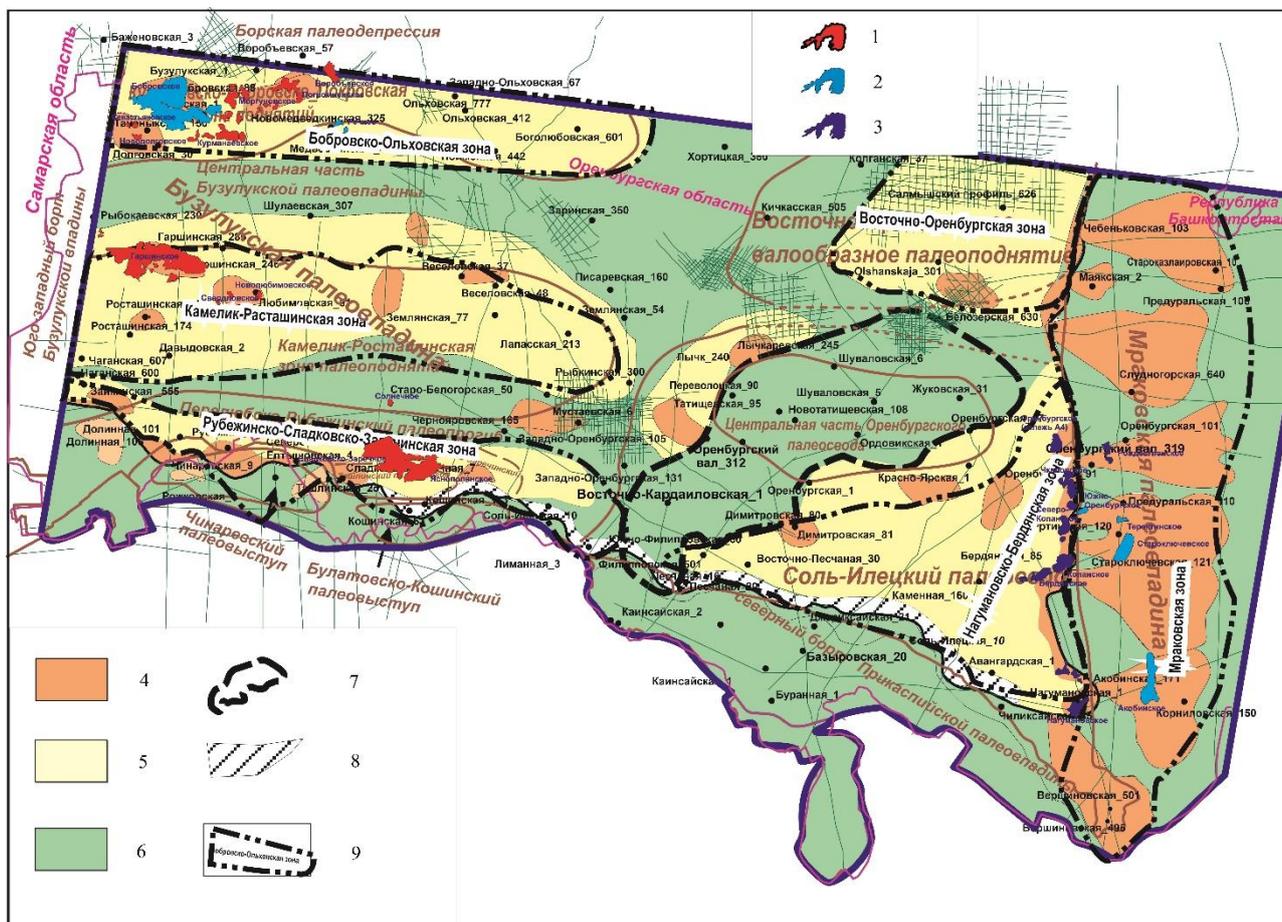


Рис. 14. Пример карты перспектив отложений башкирского подкомплекса верхневизейско-нижнебашкирского карбонатного комплекса с выделением единых высокоперспективных зон
Месторождения: 1 - нефтяные, 2 - газо-нефтяные, 3 - нефте-газоконденсатные; 4 - высокоперспективные ($K_{эф} = 0,4-0,6$; $K_{г} = 0,05-0,3$), 5 - среднеперспективные ($K_{эф} = 0,3-0,4$; $K_{г} = 0,05-0,25$), 6 - низкоперспективные ($K_{эф} = 0,1-0,3$; $K_{г} = 0,05-0,8$); 7 - область распространения карбонатных верейских отложений; 8 - область отсутствия башкирских отложений; 9 - перспективные зоны нефтегазонакопления верхневизейско-нижнебашкирского комплекса. Остальные усл. обозначения см. на рис. 12.

б) Рубежинско-Сладковско-Заречная, расположенная вдоль борта Перелюбско-Рубежинского палеопргиба, и Нагумановско-Бердянская, протягивающаяся вдоль восточного борта Соль-Илецкого палеосвода, зоны, где возможно обнаружение преимущественно литологических и тектонически-экранированных ловушек с рифовыми постройками в прибортовой зоне, а также структурных ловушек в отложениях тыловых шлейфов и подвижных придонных вод закрытого шельфа.

в) Камелик-Росташинская и Восточно-Оренбургская зоны с вероятными структурными ловушками в разрезах подвижных вод закрытого шельфа на мелководно-отмельных участках.

г) Мраковская зона, расположенная на пологом склоне Предуральского палеопрогиба и содержащая значительное количество линзовидных тел обломочных карбонатов в отложениях верхних частей склона, с которыми связаны структурно-литологические ловушки, являющиеся новым типом нефтегазоносных объектов района исследования для данного комплекса.

Выводы

Послойная седиментологическая интерпретация данных бурения, изучение перерывов осадконакопления с учетом биостратиграфического обоснования отложений комплекса и выделение седиментационных циклитов, обусловленных эвстатическими колебаниями уровня моря, позволили расчленить и прокоррелировать карбонатные отложения верхневизейско-нижнебашкирского комплекса, а также составить типовые разрезы различных седиментационных зон бассейна и построить двумерные тонкослоистые модели. Определены типы сейсмической записи, характерные для отложений каждой фациальной зоны, проведена геологическая интерпретация по опорной сети сейсмических профилей и построены карты сейсмофаций для каждого продуктивного подкомплекса. На основе этих данных разработаны литолого-фациальные карты и карты перспектив рассматриваемых подкомплексов, а также выделены единые зоны нефтеперспективности для всего комплекса в целом.

Установлено, что формирование верхневизейско-нижнебашкирского карбонатного нефтегазоносного комплекса на большей части изучаемой территории происходило в условиях мелководного бассейна нормальной солености со сложным палеорельефом дна, определившим полный ряд фациальных обстановок карбонатонакопления: от лагун до нижних частей склонов палеопрогибов. Начиная с михайловского возраста, в обрамлении Соль-Илецкого палеосвода закладывается барьерная рифовая система, разделяющая области закрытого шельфа и склона бассейна, которая продолжала свое развитие вплоть до башкирского времени. В областях закрытого шельфа получили широкое распространение тыловые водорослевые биогермные постройки. Эти постройки, в частности, экранировали центральную часть Бузулукской палеовпадины, где в это время накапливались отложения лагуны. Отложения склона бассейна, содержащие в своих разрезах линзы обломочных известняков и карбонатных брекчий подводных конусов выноса, наиболее широко распространены на склонах Предуральского палеопрогиба. К высокоперспективным объектам верхневизейско-нижнебашкирского комплекса юго-восточной части Волго-Уральской антеклизы стоит относить породы рифового генезиса ($K_{п_ср} = 14\%$; $K_{эф} = 0,4-0,6$; $K_{г} = 0,05-0,2$; ловушки литологические биогенные, залежи преимущественно массивные), прослойки обломочных пород в пачках переслаивания с ангидритами в зоне лагуны ($K_{п_ср} = 12\%$;

Кэф = 0,15-0,5; Кг = 0,05-0,23; ловушки структурные сводовые, залежи пластовые и литологически ограниченные со всех сторон), а также обломочные разности центральных (Кп_ср = 12%, Кэф = 0,4-0,5; Кг = 0,05-0,3) и проксимальных (Кп_ср = 12%; Кэф = 0,2-0,4; Кг = 0,15-0,4) частей карбонатных клиноформ, где формируются ловушки структурно-литологического типа, преимущественно с массивными залежами. Средними значениями перспективности характеризуются обломочные и оолитовые отложения мелководных отмелей и подвижных вод закрытого шельфа (Кп_ср = 15%; Кэф = 0,3-0,4; Кг = 0,05-0,25), а также области шлейфов рифовых построек (Кп_ср = 13%; Кэф = 0,3-0,4; Кг = 0,1-0,2). Этим зонам свойственны ловушки структурного и структурно-литологического типов. К наименее перспективным отнесены зоны малоподвижных вод закрытого шельфа (Кп_ср = 4%; Кэф = 0,2-0,3; Кг = 0,05-0,2), дистальных частей клиноформ, глинистых отложений верхней и нижней частей склона (Кп_ср = 2%; Кэф = 0,1-0,2; Кг = 0,3-0,8).

На основании разработанных критериев выделены единые зоны нефтегазоперспективности для всего верхневизейско-нижнебашкирского карбонатного комплекса территории исследований, полученные при суммировании наиболее перспективных зон каждого подкомплекса.

Литература

Зайцева Е.Л., Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Карцева О.А., Бушуева М.А., Баранова А.В., Агафонова Г.В., Михеева А.И., Рахимова Е.В. Проблемы стратиграфии верхнедевонских и нижнекаменноугольных отложений запада Волго-Уральской провинции // Верхний палеозой России: региональная стратиграфия, палеонтология, гео- и биособытия: материалы III Всероссийского совещания. - Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, 2012. - С. 94-96.

Мязина Н.Г., Кузьмина В.В. Сравнительная характеристика свойств нефти месторождений Оренбургской области // Вестник Пермского университета. Геология. - 2015. - № 3 (28). - С. 57-64.

Стратиграфия нижнего карбона Волго-Уральского субрегиона (материалы к актуализации стратиграфической схемы) / Н.К. Фортунатова, Е.Л. Зайцева, М.А. Бушуева, Т.Е. Ермолова, А.И. Михеева, А.А. Ступак, А.В. Баранова, Л.И. Кононова, Д.А. Мамонтов, С.И. Харченко, А.А. Авдеева, А.С. Канев, Н.В. Евдокимов, Т.Ю. Шишкина, А.Г. Володина, Н.Ю. Холмянская, М.С. Кравченко, М.С. Афанасьева, И.О. Евдокимова. - Москва: ВНИГНИ, 2023. - 288 с.

Фортунатова Н.К. Отложения подводных конусов выноса - новый объект поисков залежей нефти и газа в карбонатных формациях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1993. - № 3. - С. 8-14.

Фортунатова Н.К. Седиментационные модели карбонатных конусов выноса-новых нефтеперспективных объектов // Геология нефти и газа. - 2007. - № 2. - С. 61-70.

Mikheeva A.I.

FGBU «All-Russian Research Geological Oil Institute» (FGBU «VNIGNI»), Moscow, Russia, mikheeva@vnigni.ru

STRUCTURE, PROSPECTS OF AND POTENTIALITY OF THE UPPER VISEAN - LOWER BASHKIRIAN OIL AND GAS BEARING CARBONATE BELONGING TO THE SOUTHEASTERN PART OF THE VOLGA-URAL PETROLEUM PROVINCE

The Orenburg region is one of the oldest oil and gas producing regions in Russia and has varying degrees of field depletion. Due to the intensity of exploration and development of predominantly structural traps, the need arose to increase the raw material base through the search and exploration of non-structural objects. One of the important productive petroleum bearing strata in the study area are the Upper Visean - Lower Bashkir carbonates.

Based on layer-by-layer sedimentological interpretation of drilling data, biostratigraphical analysis and identification of sedimentary cyclites, well sections were subdivided and correlated, typical sections of various sedimentary zones were compiled and thin-layered models were developed that ran across the strike of facies zones and characterized the spatial relationship of genetic types of sequences. The types of seismic recordings characteristic of the strata of each facies zone were substantiated, a geological interpretation was carried out using a reference network of seismic profiles, and seismic facies maps were constructed for each productive level. Based on these data, lithologic-facies maps and prospect maps of each productive level were developed, and unified oil-prospecting zones were identified for the entire strata as a whole.

The study revealed that the formation of the Upper Visean - Lower Bashkirian carbonate petroleum bearing strata in most of the study area occurred in a shallow-water basin of normal salinity with a rugged paleorelief, which determined the full range of facies settings for carbonate accumulation: from lagoons to the lower parts of the slopes of paleotroughs. The presence of reef structures of the barrier system, forward and rear reef trains, rear algal reefs, as well as layers and lenses of clastic limestones of mobile waters of the closed shelf, is a factor of sedimentation prerequisites for the formation of complexly screened (lithological and structural-lithological) hydrocarbon traps in this territory. In addition, of particular interest are the structural and lithological traps in the clinofolds of the side part of the Cis-Ural trough, with which the future prospects of this area are associated.

Keywords: *Upper Visean - Lower Bashkirian carbonate strata, non-structural hydrocarbon trap, clinofold, oil and gas potential, Orenburg region, southeastern part of the Volga-Ural petroleum Province.*

References

Fortunatova N.K. *Otlozheniya podvodnykh konusov vynosa - novyy ob"ekt poiskov zalezhey nefti i gaza v karbonatnykh formatsiyakh* [Subsea taper strata are a new target for prospecting for petroleum accumulations in carbonate formations]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 1993, no. 3, pp. 8-14.

Fortunatova N.K. *Sedimentatsionnye modeli karbonatnykh konusov vynosa-novykh nefteperspektivnykh ob"ektov* [Sedimentation models of carbonate fans of new oil prospects]. *Geologiya nefti i gaza*, 2007, no. 2, pp. 61-70.

Myazina N.G., Kuz'mina V.V. *Sravnitel'naya kharakteristika svoystv nefti mestorozhdeniy Orenburgskoy oblasti* [Comparative characteristics of oil properties from fields in the Orenburg region]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 2015, no. 3 (28), pp. 57-64.

Stratigrafiya nizhnego karbona Volgo-Ural'skogo subregiona (materialy k aktualizatsii stratigraficheskoy skhemy) [Stratigraphy of the Lower Carboniferous of the Volga-Ural subregion (materials for updating the stratigraphic scheme)]. N.K. Fortunatova, E.L. Zaytseva, M.A. Bushueva, T.E. Ermolova, A.I. Mikheeva, A.A. Stupak, A.V. Baranova, L.I. Kononova, D.A. Mamontov, S.I. Kharchenko, A.A. Avdeeva, A.S. Kanev, N.V. Evdokimov, T.Yu. Shishkina, A.G. Volodina,

N.Yu. Kholmyanskaya, M.S. Kravchenko, M.S. Afanas'eva, I.O. Evdokimova. Moscow: VNIGNI, 2023, 288 p.

Zaytseva E.L., Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Guriy A.G., Kartseva O.A., Bushueva M.A., Baranova A.V., Agafonova G.V., Mikheeva A.I., Rakhimova E.V. *Problemy stratigrafii verkhnedevonskikh i nizhnkamennougol'nykh otlozheniy zapada Volgo-Ural'skoy provintsii* [Problems of stratigraphy of the Upper Devonian and Lower Carboniferous strata of the Western Volga-Ural petroleum Province]. Verkhniy paleozoy Rossii: regional'naya stratigrafiya, paleontologiya, geo- i biosobytiya: materialy III Vserossiyskogo soveshchaniya. St. Petersburg: VSEGEI, 2012, pp. 94-96.

© Михеева А.И., 2023

