

УДК 550.8:553.98(470.13)

Данилов В.Н.Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Ухта, Россия, seismic@sng.vniigaz.gazprom.ru**Иванов В.В.**

ООО «Газпром переработка», Ухта, Россия

Гудельман А.А.Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Ухта, Россия, seismic@sng.vniigaz.gazprom.ru**Журавлев А.В.**Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, micropalaeontology@gmail.com**Вишератина Н.П., Огданец Л.В., Уткина О.Л.**Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Ухта, Россия, seismic@sng.vniigaz.gazprom.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ПОДНЯТИЯ ЧЕРНЫШЕВА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА АДАКСКОЙ ПЛОЩАДИ

Геологоразведочными работами, проведенными ООО «Газпром переработка» на Адакской лицензионной площади, получена уникальная геологическая информация, проливающая свет на тектоническое устройство, морфологию и вещественное наполнение нефтегазоносных комплексов ранее неизученной бурением области интенсивных дислокаций в центральной части поднятия Чернышева. Впервые вскрыты поднадвиговые образования Тальбейского блока. С кв. 2-Адакская и 1-Харутамылькская установлена нефтеносность среднеордовикско-нижнедевонского карбонатного нефтегазоносного комплекса и кв. 2-Адакская – доманиково-турнейского карбонатного нефтегазоносного комплекса. Однако промышленных притоков углеводородов получено не было. На основании комплексного анализа накопленной геологической информации по разноплановым аспектам, влияющим на формирование месторождений углеводородов (закономерности процессов нефтегазогенерации и аккумуляции; закономерности формирования и строение емкостного пространства пород-коллекторов; морфология выявленных и прогнозируемых ловушек), выполненного с применением методик геохимических аналитических исследований, литолого-фациального анализа, анализа комплекса ГИС и петрофизических данных, переинтерпретации сейсморазведочных материалов, структурных и палеоструктурных построений в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта при участии специалистов ФГУП «ВНИГРИ», обоснована положительная оценка перспектив нефтегазоносности Адакской и прилегающих площадей центральной части поднятия Чернышева.

Ключевые слова: нефть, поднятие Чернышева, надвиговая система, структура, залежь, палеофациальные построения, биогерм, обломочный шлейф, коллектор, палинспастические реконструкции, нефтегазоносный комплекс.

Поднятие Чернышева – тектонический элемент I порядка в составе Предуральского краевого прогиба (рис. 1) – представляет собой линейную чешуйчато-надвиговую дислокацию уральского простирания протяженностью 350-400 км.

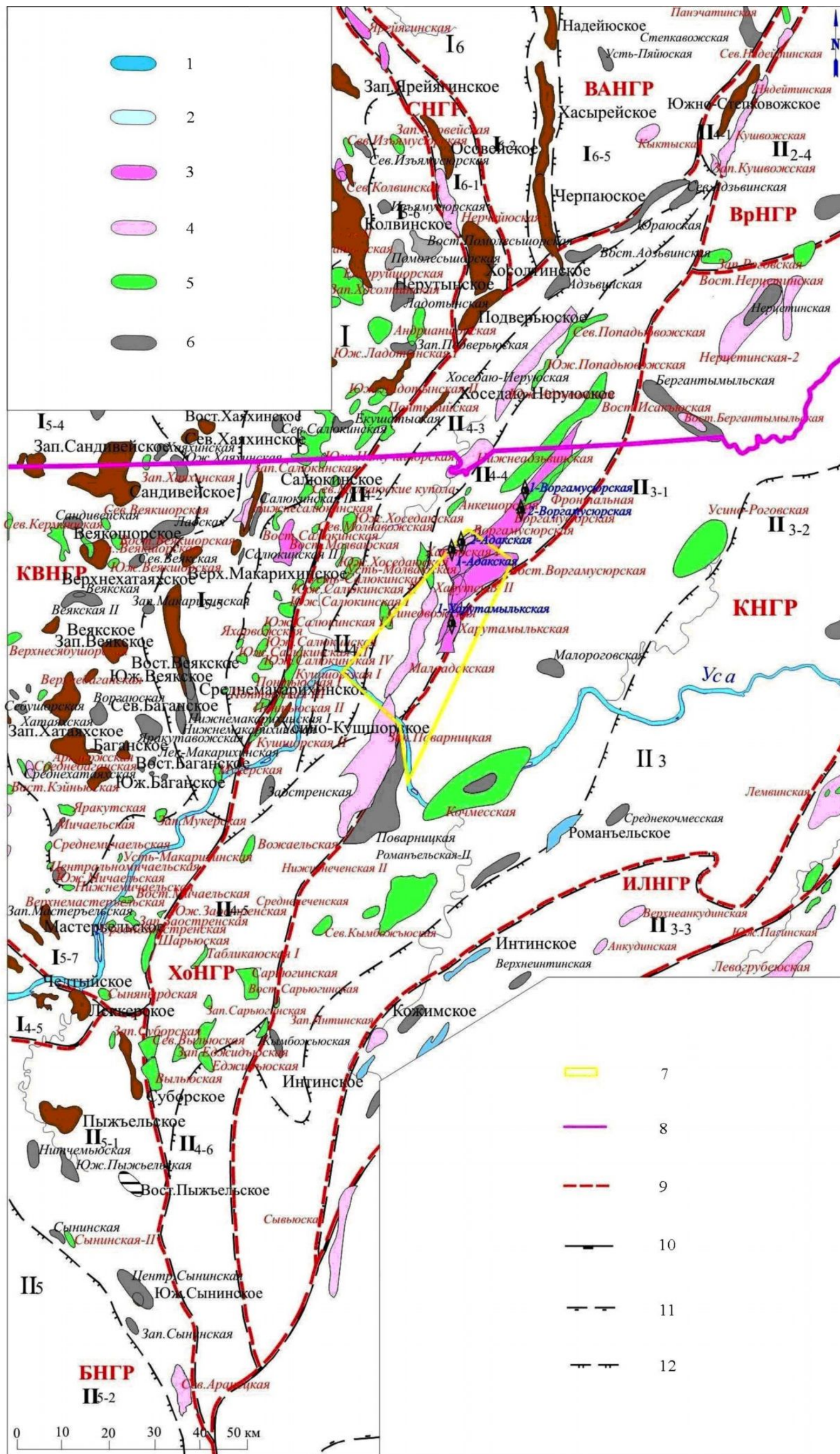


Рис. 1. Выкопировка из тектонической схемы ТПП (Острижный, 1999, с дополнениями)

Условные обозначения к рис. 1.

1-2 – месторождения: 1 – газовые, выработанные, 2 – газовые, не учтенные госбалансом РФ; 3-6 – структуры: 3 – находящиеся в бурении, 4 – подготовленные, 5 – выявленные, 6 – выведенные из бурения; 7 – Адакский лицензионный участок; 8 – граница Тимано-Печорской провинции; 9 – границы нефтегазоносных районов; 10-12 – границы тектонических элементов: 10 – надпорядковых (I – Печорская синеклиза, II – Предуральский краевой прогиб, IV – Уральская складчато-надвиговая область), 11 – I порядка (I₁ – Ижма-Печорская впадина, I₂ – Печоро-Кожвинский мегавал, I₃ – Денисовский прогиб, I₄ – Колвинский мегавал, I₅ – Хорейверская впадина, I₆ – Варандей-Адзвинская структурная зона, I₇ – Малоземельско-Колгуевская моноклираль, I₈ – Печороморский погребенный вал, II₁ – Коротаихинская впадина, II₂ – Воркутское поперечное поднятие, II₃ – Косью-Роговская впадина, II₄ – поднятие Чернышева, II₅ – Большесынинская впадина, II₆ – Среднепечорское поднятие, II₇ – Верхнепечорская впадина, II₈ – Полюдовское поднятие, II₉ – Соликамская впадина, IV₅ – Лемвинское опускание), 12 – II порядка (I_{4.4} – Возейский вал, I_{4.5} – Усинский вал, I_{5.1} – Чернореченская депрессия, I_{5.2} – Садаггинская ступень, I_{5.3} – Колвависовская ступень, I_{5.4} – Сандивейское поднятие, I_{5.5} – Макариха-Салюкинская антиклинальная зона, I_{5.6} – Цильегорская депрессия, I_{5.7} – Сынянырдская котловина, I_{5.8} – Гуляевский вал, II_{2.4} – Падимейская зона, II_{3.1} – Кочмесская ступень, II_{3.2} – Абезьская депрессия, II_{3.3} – Прилемвинская складчато-покровная зона, II_{4.1} – Северный блок, II_{4.2} – Хоседаюский вал, II_{4.3} – Адзвинская депрессия, II_{4.4} – Тальбейский блок, II_{4.5} – Шарью-Заостренский блок, II_{4.6} – Яньюский блок, II_{5.1} – Нитчемью-Сынинская ступень, II_{5.2} – Вяткинская депрессия). Индексы нефтегазоносных районов: ВрНГР – Воркутский НГР, ИЛНГР – Интинско-Лемвинский НГР, КНГР – Кочмесский НГР, ХоНГР – Хоседаюский НГР, БНГР – Большесынинский НГР, ВАНГР – Верхнеадзвинский НГР, СНГР – Сорокинский НГР, КВНГР – Колва-Висовский НГР, ХУНГР – Харьяга-Усинский НГР.

В ранге тектонических элементов II порядка в строении поднятия Чернышева выделяются поперечные блоки-чешуи [Юдин, 1994]: Яньюский, Шарью-Заостренский, Тальбейский и Северный, характеризующиеся интенсивной дислоцированностью комплекса палеозойских (моложе малотавротинского горизонта верхнего ордовика) и триасовых образований, и в северной части – относительно погруженные линейные продольные структуры: Хоседаюский вал и Адзвинская депрессия.

Крайние южная и северная части поднятия имеют незначительную ширину и характеризуются восточным и юго-восточным падением структуроформирующих надвигов. При этом Северный блок имеет простую морфологию крупного дизпликата с силурийскими образованиями в ядре, надвинутыми на Верхнеадзвинскую депрессию Варандей-Адзвинской структурной зоны. В южной части (Яньюский блок) надвиговыми дислокациями сформирована система тектонических пластин, последовательно надвинутых с востока на запад.

Центральная часть поднятия Чернышева имеет более сложное строение. Тальбейский и Шарью-Заостренский блоки характеризуются в осевых зонах крупными одноименными синформами, выполненными образованиями орогенного комплекса, и обрамлены по краям антиформами из интенсивно смятых палеозойских карбонатных пород. Северный замок Шарью-Заостренской синформы и южный замок Тальбейской синформы приурочены к

наиболее узкой зоне в области интенсивных дислокаций поднятия Чернышева, известной как «Адакская чешуя» [Тимонин, 1975]. Эта зона на ряде современных тектонических схем выделяется как самостоятельный тектонический элемент II порядка «Адакский блок» [Острижный, 1999] или «Адакская складчато-надвиговая зона» [Государственная геологическая..., 2003].

Адзвинская депрессия и Хоседаюский вал линейно вытянуты субпараллельно общему простиранию поднятия Чернышева, примыкая на юге к Шарью-Заостренскому блоку. Эти структуры отличаются от других структур поднятия Чернышева погребенным залеганием палеозойских карбонатных отложений, меньшей дислоцированностью и морфологически близки восточным структурам пограничной Хорейверской впадины.

Этим морфологически относительно несложным структурам принадлежит приоритет в хронологии нефтегазопромысловых работ на поднятии Чернышева, несмотря на длительную и многоплановую изученность выходящих на поверхность чешуйчато-складчатых структур, известных с середины XIX века. Начало глубокого бурения на Хоседаюском валу относится к середине 60-х гг. XX века (параметрическая скв. 1-Усино-Кушшорская), на этой же структуре раньше других открыто Усино-Кушшорское нефтяное месторождение (1983 г.). Постепенно в процесс нефтегазопромысловых работ были вовлечены пограничный с Варандей-Адзвинской структурной зоной Северный блок и обрамляющая Адзвинскую депрессию область западных краевых дислокаций Тальбейского блока, и, наконец, сейсморазведкой практически полностью покрыт Тальбейский блок. В последнее десятилетие XX века карта фонда структур пополнена новыми поисковыми объектами, дискордантными структурам геологической карты. В свде поднадвиговой Южно-Степковожской структуры в 1991 г. выявлено одноименное нефтяное месторождение, при опромыслении Воргамусюрской поднадвиговой структуры скв. 1-Воргамусюрская в 1998 г. установлено интенсивное нефтегазопромывление (аварийный выброс смеси легкой нефти и газа). На рубеже столетий сложились благоприятные предпосылки для постановки геологоразведочных работ на обширной территории поднятия Чернышева, ранее считавшейся бесперспективной.

Нефтегазопромывность осадочного чехла связана со среднеордовикско-нижнедевонским, доманиково-турнейским и верхневизейско-нижнепермским карбонатными нефтегазопромывными комплексами (НГК). Отложения верхнеордовикско-нижнедевонского карбонатного НГК вмещают промышленные залежи нефти на Усино-Кушшорском (S_{2p}) и Южно-Степковожском (D_{1l}) месторождениях. С верхнеордовикскими карбонатными линзами (включениями) в соленосной толще малотавротинского горизонта (O_{3mt}) связано

интенсивное нефтегазопроявление при бурении скв. 1-Воргамусюрская. В отложениях доманиково-турнейского НГК установлены промышленные залежи нефти на Хоседаю-Неруюском месторождении (открыто в 2008 г. на ранее неудачно опоискованной одноименной структуре в пределах Хоседаюского вала) в фаменских надрифовых пластах и на Южно-Степковожском месторождении в верхнедевонских карбонатах депрессионных фаций. Промышленные залежи в нижнекаменноугольных отложениях (подангидритовых и межангидритовых слоях C_{1s}) верхневизейско-нижнепермского карбонатного НГК выявлены на Хоседаю-Неруюском месторождении, к непромышленным скоплениям относятся залежь нефти на Усино-Кушшорском месторождении в нижнепермских и залежь битумов на Заостренской структуре в верхнекаменноугольных отложениях.

На карте нефтегазогеологического районирования ТПП нефтепродуктивные и перспективные земли поднятия Чернышева объединены в Хоседаюский нефтегазоносный район (НГР). Однако поднадвиговая зона, захороненная восточными краевыми дислокациями поднятия Чернышева, является непосредственным продолжением осадочного чехла Косью-Роговской впадины. Поэтому выявленные в ее пределах структуры предложено выделить в Воргамусюрскую (по имени первой крупной потенциальной ловушки УВ) зону нефтегазонакопления в составе Кочмесского НГР, в пределах которого нефтегазопродуктивны те же НГК, что и в Хоседаюском НГР [Острижный, 1999]. Промышленная залежь газа на Романьельском месторождении (C_2) установлена в верхневизейско-нижнепермском карбонатном НГК, с нижнепермскими (P_{1a-s} , P_{1ag}) связаны непромышленные скопления нефти на Кочмесской структуре. Депрессионные верхнедевонские отложения вмещают залежь нефти непромышленного значения на Поварницкой площади, среднеордовикско-нижнедевонский НГК проявил себя аварийным выбросом газа (и нефти?) при бурении соленосных малотавротинских отложений в скв. 3-Кочмесская.

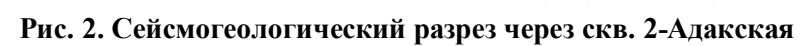
К началу проведения геологоразведочных работ ООО «Газпром переработка» в морфологии осадочного чехла Адакской лицензионной площади были представлены юго-западная наиболее гипсометрически приподнятая область подготовленной к глубокому бурению поднадвиговой Воргамусюрской тектонически ограниченной структуры, выявленные по редкой сети профилей Харутамыльская тектонически ограниченная и Харутская поднадвиговая структуры. За время действия лицензионного соглашения на Адакской площади выполнены сейсморазведочные работы МОГТ в южной части площади, являющейся «белым пятном» на карте изученности (2005-2006 гг.), строительство поисково-

оценочных скв. 1-Адакская (2004-2006 гг.), 2-Адакская (2006-2009 гг.), 1-Харутамылькская (2009-2010 гг.).

По результатам геологоразведочных работ на Адакском лицензионном участке (с привлечением доступных материалов по его обрамлению), последовательно накапливающих и углубляющих знания о геологическом строении территории, тектоническое устройство центральной части поднятия Чернышева представляется [Антонов и др., 2004; Гудельман, Казанцева, Уткина, 2004; Уткина, Гудельман, Иванов, 2007] сочетанием крупных тектонических пластин противоположной вергентности. Пластины сформированы надвиговыми дислокациями, сходящимися к единой поверхности скольжения, приуроченной к верхнеордовикским эвапоритовым отложениям. Фронтальные зоны пластин интенсивно дислоцированы и формируют все многообразие чешуйчато-складчатых, районированных на поднятии Чернышева в статусе III–IV порядка, приповерхностных структур (рис. 2, 3). Тыловые зоны пластин осложнены достаточно крупными и существенно более простыми и пологими, чем во фронтальных зонах, складками.

На большей части Адакской площади развиты Тальбейская и Воргамусюрская тектонические пластины. Тальбейская пластина (в северо-восточной части площади) имеет восточную вергентность. Ее фронт является аллохтоном для осадочной толщи, которая, отделенная круто падающей высокоамплитудной взбросо-сдвиговой дислокацией северо-западного простирания, воздымается в юго-западном направлении и формирует фронт Воргамусюрской пластины западной вергентности. При этом Тальбейская пластина взброшена полностью, ее тыловая зона и подошвенный Тальбейский надвиг картируются на поверхности. Фронтальная зона Воргамусюрской пластины, образующая Адакскую складчато-надвиговую зону приповерхностных структур, в свою очередь, является аллохтоном для редуцированных и частично срезанных Воргамусюрским надвигом Еджид-Заостренской и Неченской пластин (их фронтальные зоны развиты южнее Адакской площади и представляют собой краевые дислокации Шарью-Заостренного блока) и автохтона.

Скв. 1, 2-Адакские пересечены Тальбейская пластина и погребенная часть Воргамусюрской пластины, осложненная одноименной линейной валообразной структурой, имеющей тектоническое ограничение с юго-запада вышеохарактеризованным взбросо-сдвигом. Скв. 1-Харутамылькская характеризует далекую тыловую зону Воргамусюрской пластины в присводовой области Харутамылькской, тектонически ограниченной структуры.



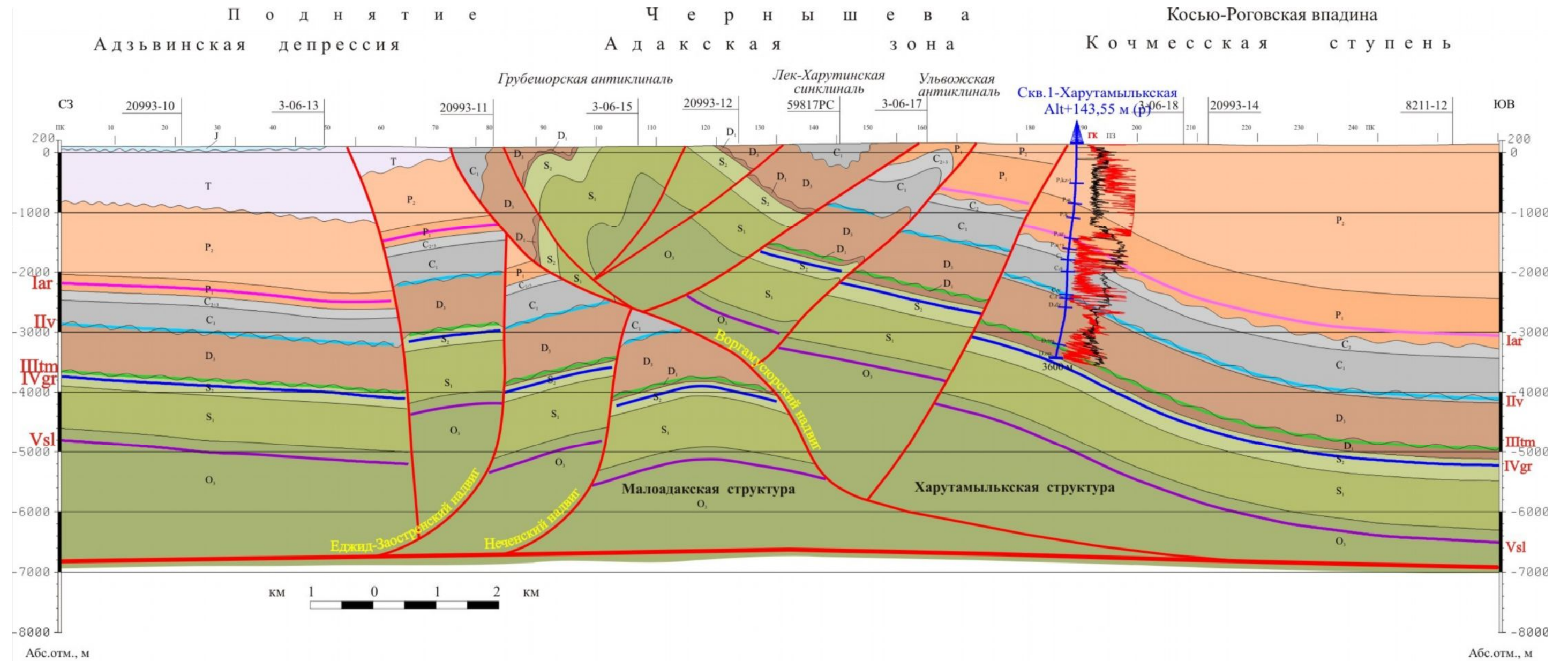


Рис. 3. Сейсмогеологический разрез через скв. 1-Харутамыльская

Скв. 1 и 2-Адакские в структуре Тальбейской пластины под четвертичными отложениями в нормальной последовательности вскрыты (см. рис. 2):

- нижнекаменноугольные карбонатные отложения в скв. 2 (нижняя часть верхнего визе) мощностью около 200 м;
- частично размытые в ранневизейское время верхнедевонские рифогенные (в скв. 1 – под четвертичными осадками) и надрифовые отложения мощностью порядка 820 м;
- глубоко эродированные на этапе предтиманского размыва нижнедевонско-верхнеордовикские (до кровли малотавротинского горизонта) карбонатные отложения мощностью 1330-1230 м;
- верхнеордовикские (малотавротинского горизонта) брекчированные карбонатно-сульфатно-галогенные образования мощностью 1075-930 м.

Поднадвиговые породы (каменноугольно-верхнедевонские в скв. 1 и верхнедевонские в скв. 2) на контакте с верхнеордовикскими солесодержащими отложениями, представляющими постель аллохтонной пластины, интенсивно тектонически деформированы в интервале порядка 200-100 м.

Верхнедевонские поднадвиговые отложения представлены глинисто-карбонатными породами депрессионного типа разреза (в скв. 1 – до забоя 3500 м). В скв. 2 они вскрыты в тектонически нарушенном (осложненном дизъюнктивами и смятом в складки, в том числе лежащие) в верхнем интервале порядка 300 м (параавтохтонный блок) и около 300 м – в нормальном залегании. Ниже вскрыты те же карбонатные отложения, что и в аллохтонном блоке: нижнедевонские (размытые в меньшей степени) и силурийские до забоя 4607 м. Нормально залегающие слои поднадвигового блока хорошо сопоставимы с разрезами Кочмесской, Поварницкой, Бергантымылькской структур Косью-Роговской впадины.

В разрезе осадочного чехла скв. 1-Харутамыльская под четвертичными отложениями последовательно вскрыты (см. рис. 3):

- верхне- и нижнепермские терригенные образования мощностью порядка 1500 м;
- нижнепермские карбонатные отложения, с размывом залегающие на средне-нижнекаменноугольных (верхневизейских) общей мощностью около 1000 м;
- верхнедевонско-турнейские карбонатные и глинисто-карбонатные отложения депрессионного типа разреза мощностью порядка 900 м;
- нижнедевонские карбонатные отложения мощностью 160 м (на забое 3600 м – верхи верхнесилурийских отложений), размытые в той же степени, что и в поднадвиговом блоке скв. 2-Адакская.

Разрез скважины отражает в целом (с некоторыми вариациями толщин отложений) строение осадочного чехла внешней прибортовой зоны Косью-Роговской впадины.

Полученные в результате бурения скважин на Адакской лицензионной площади сведения о нефтегазоносности осадочного чехла соответствуют закономерностям строения нефтегазоносных комплексов в пределах Хоседаюского и Кочмесского НГР. Скважинами вскрыты все нефтегазоносные комплексы. Сква. 1, 2-Адакские одноименные НГК вскрыты дважды: в структуре Тальбейской и Воргамусюрской пластин, признаками нефтегазоносности обладают среднеордовикско-нижнедевонский и доманиково-турнейский НГК.

Аллохтонный комплекс осадочных образований Тальбейской пластины характеризуется моноклинальным залеганием и последовательным выходом на поверхность доманиково-турнейского в скв. 1-Адакская и верхневизейско-нижнепермского в скв. 2-Адакская карбонатных НГК. Проводка скважин по карбонатным отложениям этих комплексов сопровождалась частичным или полным поглощением промывочной жидкости, что в значительной степени связано с формированием пустот выщелачивания (до карстовых полостей) в кайнозойское время. В отложениях среднеордовикско-нижнедевонского НГК отмечены признаки нефтенасыщения в керне (запах бензина на свежем сколе, выпоты нефти). Опробованием в процессе бурения скв. 1-Адакская получены притоки пресной (S_2) и слабо минерализованной (S_1) воды, интервалы опробования верхнеордовикских отложений обеих скважин – непроницаемые.

Поднадвиговой разрез доманиково-турнейского НГК в скв. 1-Адакская не проявил себя в отношении УВ (притоков не получено). В процессе бурения скв. 2-Адакская по нижнедевонским отложениям отмечены появление нефтяной пленки на желобах, выходы газовых пачек с $G_{\text{сумм}}$ 6,25 %. Опробованием этих отложений получен приток газированной нефти в объеме $0,195 \text{ м}^3$ за 40 мин. В эксплуатационной колонне получен приток газированной нефти дебитом $0,63 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Керн представлен переслаиванием нефтенасыщенных известняков, мергелей, грубообломочной карбонатной породы в тектонически нарушенном залегании (мелкие складки, интенсивная трещиноватость, зеркала скольжения). Коллекторы по комплексу ГИС порово-каверновые (преобладают), каверново-порово-трещинные и трещинные с продуктивной характеристикой. Пористость по ГИС $K_p^{\text{НК}}$ изменяется от 4,4 до 11,7 %.

Очевидно, выявленная залежь приурочена к параавтохтонному блоку, изолирована как от вышележащих, так и от нижележащих отложений тектоническими нарушениями и

типизируется как тектонически экранированная. Геометрия залежи не определена, вероятно, она имеет весьма ограниченные размеры. В строении собственно Воргамусюрской структуры верхнедевонские отложения не продуктивны.

В пределах южного локального осложнения Воргамусюрской структуры установлена нефтегазоносность отложений среднеордовикско-нижнедевонского НГК. Отложения нижнего девона и силура скв. 2-Адакская представлены преимущественно доломитами и известняками серыми, темно-серыми с коричневатым оттенком, участками битуминозными, скрыто-, мелкокристаллическими, кавернозными, трещиноватыми, с выпотами нефти и запахом УВ на свежем сколе. Нефтенасыщение в керне приурочено в большей степени к кавернам, реже к зонам трещиноватости.

В открытом стволе опробованием нижнедевонских отложений получен газированный буровой раствор с плёнкой нефти в объеме $0,044 \text{ м}^3$ за 65 мин. Перфорацией эксплуатационной колонны в интервале нижнедевонских и верхней части верхнесилурийских отложений получен приток газированной нефти дебитом $0,4-0,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$ по подъему уровня. Перфорацией открытого ствола нижележащего интервала низов верхнесилурийских и нижнесилурийских отложений получен приток пластовой воды дебитом $3 \text{ м}^3/\text{сут.}$ по подъему уровня (по результатам аналитических исследований извлеченный флюид представлен технической водой с признаками пластовой воды).

По данным ГИС коллекторские свойства продуктивных отложений изменяются по разрезу, характеризуются фациальной неоднородностью, высокой расчлененностью. По соотношению открытых пор, каверн и трещин коллекторы относятся к трем классам (I – поровые и каверново-поровые, II – трещинно-каверново-поровые и III – каверново-трещинные и трещинные). Общая пористость изменяется от 4,0 до 14,4 % (преобладают низкеемкие коллекторы III и II классов). Пористость по керну составляет 0,2-5,6 %, проницаемость в единичных образцах достигает $31,6-45,44 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Суммарная нефтенасыщенная толщина коллектора – 33,1 м при общем коэффициенте эффективной толщины верхнесилурийско-нижнедевонских отложений 0,15. Толщина отдельных прослоев изменяется от 0,4 до 5,3 м. В нижележащем интервале силурийских отложений по ГИС выделены коллекторы эффективной толщиной 54,2 м с неясным характером насыщения. Коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 0,861 до 0,898.

Выявленная залежь в верхнесилурийско-нижнедевонских отложениях массивная сводовая, тектонически экранированная, приурочена к своду Воргамусюрской структуры, ограниченной с северо-запада и юго-запада тектоническими нарушениями. Покрышкой

являются верхнедевонские непроницаемые карбонатные отложения. Высота залежи 330 м. Нефть легкая: плотность $0,8454 \text{ г/см}^3$; вязкость при температуре 20°C – $24,19 \text{ мм}^2/\text{с}$; массовое содержание (%) асфальтенов – 0,6; смол – 5,85; парафинов – 2,5; масел – 59,50; бензинов – 31,6; серы – 0,700; механических примесей – 0,054.

Промышленная значимость залежи не определена. Опробование в открытом стволе проводилось при плотности бурового раствора $1,53 \text{ г/см}^3$, дальнейшее бурение скважины до проектной глубины осуществлялось также на тяжелом растворе, используемом для изоляции проявляющего интервала верхнедевонских отложений. Испытание в эксплуатационной колонне проведено спустя год после вскрытия пласта. Достоверных данных о влиянии технологических факторов на емкостные параметры залежи нет. Вероятнее всего, в условиях испытания скважины нейтрализовать факторы, значительно снизившие фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, не удалось.

Близкая по параметрам нефтенасыщения залежь в отложениях среднеордовикско-нижнедевонского НГК выявлена скв. 1-Харутамыльская. Залежь приурочена к нижнедевонским отложениям – доломитам и доломитизированным известнякам кавернозным, трещиноватым. В керне практически по всему вскрытому интервалу присутствует нефтенасыщение, преимущественно по кавернам. В процессе бурения отмечались повышенные газопоказания.

Признаки нефтенасыщения установлены в двух интервалах опробования в открытом стволе, из которых получены притоки сильно газированного бурового раствора с пленкой нефти в объеме $0,177 \text{ м}^3$ за 140 мин и $0,18 \text{ м}^3$ за 240 мин. В нижней части вскрытого разреза опробованием в открытом стволе получен приток пластовой минерализованной воды с пленкой нефти и запахом сероводорода в объеме $2,4 \text{ м}^3$ за 80 мин.

По результатам исследований ГИС породы-коллекторы со сложной структурой пустотного пространства неоднородны в структурно-текстурном плане и по форме залегания, относятся к трем классам коллекторов по типу пустотного пространства. Преобладают коллекторы II и III классов (трещинно-каверново-поровые и каверново-трещинные, трещинные). Общая пористость коллекторов изменяется от 4,1 до 18,8%. Пористость по керну составляет 0,1-9,3 %, проницаемость в ряде образцов достигает $115,42 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Суммарная нефтенасыщенная толщина коллектора составила 13,9 м при коэффициенте эффективной толщины 0,11. Толщина отдельных прослоев изменяется от 0,4 до 3,1 м. Коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 0,88 до 0,898.

Анализ параметров емкостного пространства показал близкие коллекторские характеристики опробованных объектов, из которых получены притоки пластовой воды и фильтрата раствора с пленками нефти, как по коэффициенту эффективной толщины, так и по средневзвешенной пористости. Низкая проницаемость нефтенасыщенного интервала по результатам опробования обусловлена, возможно, кольматацией емкостного пространства.

Установленная залежь нефти является массивной сводовой, тектонически экранированной, приурочена к Харутамыльской структуре. Покрышкой являются глинисто-карбонатные отложения тиманского и саргаевского горизонтов. Высота залежи 100 м. Нефть легкая: плотность $0,8376 \text{ г/см}^3$; вязкость при температуре 20°C – $6,29 \text{ мм}^2/\text{с}$; массовое содержание (%) асфальтенов – 0,26; смол – 6,6; парафинов – 1,03; масел – 58,11; бензинов – 34,0; серы – 0,800; механических примесей – 0,034.

Скв. 1-Харутамыльская вскрыты и опробованы образования доманиково-турнейского и верхневизейско-нижнепермского карбонатных НГК прогнозной Харутамыльской ловушки.

Из отложений франско-фаменского возраста, по керну которых отмечался быстро улетучивающийся запах УВ, опробованием получен приток слабо газированного бурового раствора в объеме $0,57 \text{ м}^3$ за 80 мин.

Бурение по каменноугольным отложениям сопровождалось частичным и полным поглощением промывочной жидкости. Опробованием в открытом стволе среднекаменноугольных отложений получен приток минерализованной воды плотностью $1,02 \text{ г/см}^3$ в объеме $14,7 \text{ м}^3$ за 45 мин. Аналитические исследования полученного флюида не дают однозначного заключения о присутствии в его составе пластовой воды. По данным ГИС выделены водонасыщенные коллекторы суммарной толщиной 11,6 м (коэффициент эффективной толщины 0,09) с пористостью 13,3 %. В вышележащем ассельско-сакмарском интервале разреза присутствует 8,5 м коллекторов с неясным характером насыщения. Этот интервал не опробован. Поэтому вопрос о наличии или отсутствии латерального экрана по тектоническому нарушению, ограничивающему Харутамыльскую структуру, и ловушки в каменноугольно-нижнепермских отложениях нельзя считать окончательно решенным.

Таким образом, в результате бурения скважин на Адакской лицензионной площади установлены скопления нефти в верхнесилурийско-нижнедевонских отложениях, не проявившие себя высокими дебитами. Залежи связаны с антиклинальными, тектонически ограниченными ловушками и расположены в оптимальных структурных условиях сводов Воргамусюрской и Харутамыльской структур (рис. 4).

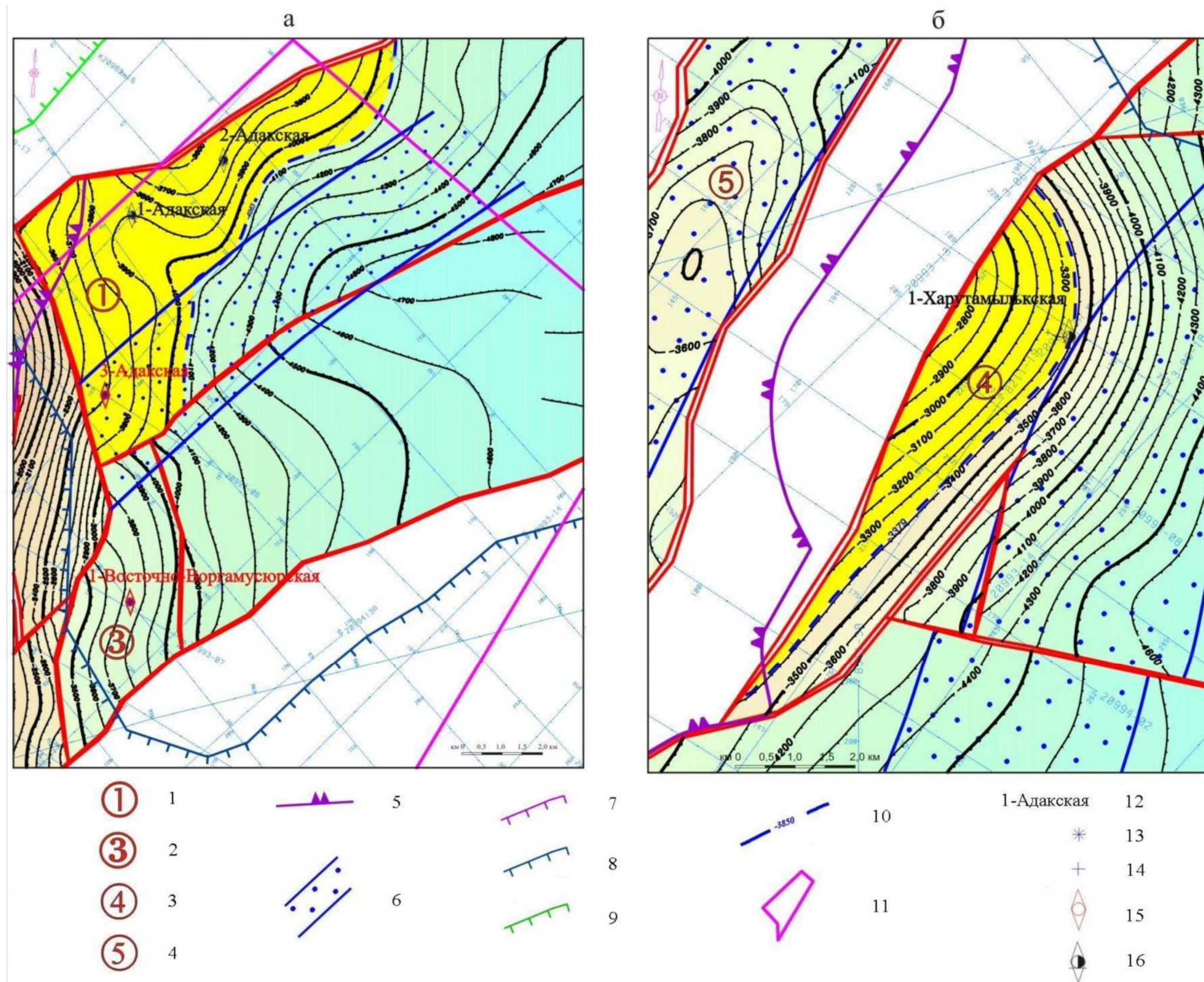


Рис. 4. Фрагменты структурных карт по подошве отложений тиманского горизонта верхнего девона (ОГ Шtm). а – Воргамусюрская структура; б – Харутамылькская структура

1-4 – структуры: 1 – Воргамусюрская, 2 – Восточно-Воргамусюрская, 3 – Харутамылькская, 4 – Малоадакская; 5 – предполагаемая граница эрозивного срезания отложений сотчемкыртинского горизонта нижнего девона (бергитрихи направлены в сторону отсутствия отложений); 6 – прогнозная область развития фациальной зоны обломочных шлейфов с улучшенными коллекторскими свойствами; 7-9 – выходы структуроформирующих надвигов на поверхность: 7 – Воргамусюрского, 8 – Тальбейского, 9 – Исакъюского; 10 – условный уровень оценки УВ; 11 – граница Адакского лицензионного участка; 12-16 – скважины: 12 – номер, 13 – устье, 14 – забой, 15 – поисковая рекомендуемая, 16 – поисковая законченная.

Основные причины отсутствия промышленных притоков связаны с недостаточно высокими фильтрационно-емкостными свойствами пород вскрытых залежей нефти, обусловленными как геологическими, так и технологическими причинами.

Изучение коллекторской характеристики резервуаров показало, что наиболее высокые коллекторы в отложениях нижнего девона связаны с верхними пачками овинпармского горизонта, в интервале которых эффективная толщина коллекторов в отдельных циклитах изменяется от 0 до 5,2 м, коэффициент эффективной толщины $K_{эф} = h_{эф}/H$ варьирует в пределах 0,12-0,37. Открытая пористость коллекторов изменяется от 0,4 до 9,5 % (по керну) и от 6,7 до 17,9 % (по ГИС), при проницаемости по керну от 1 до $115 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Преобладающий тип коллектора трещинно-каверново-поровый и трещинный.

В отложениях верхнего силура наиболее высокые коллекторы связаны с верхней пачкой гребенского горизонта и нижней пачкой гердьюского горизонта. Эффективные толщины коллекторов в них в скв. 2-Адакская составили соответственно 10,8 и 35,3 м.

Коэффициент эффективной толщины $K_{эф}$ – соответственно 0,19 и 0,38. По данным ГИС общая пористость изменяется от 4,3 до 7,3 %. Преобладают коллекторы трещинно-каверново-поровые и трещинные.

Сравнение пород-коллекторов вскрытых карбонатных отложений нижнего девона и верхнего силура с одновозрастными коллекторами месторождений вала Гамбурцева показало общие характерные черты строения пустотного пространства, представленного пустотами выщелачивания, кавернами, зонами трещиноватости, вторичной доломитизации, вследствие чего они неоднородны как в структурно-текстурном плане, так и по форме залегания. Основной фильтрационный потенциал коллектора определяется первичной межзерновой пористостью (наиболее высокые коллекторы связаны с зонами, где изначально матрица была проницаемой), такие коллекторы выдержаны по площади. Однако, в отличие от месторождений вала Гамбурцева, во вскрытых разрезах Адакского площади практически отсутствуют порово-кавернозные коллекторы с высокими фильтрационно-емкостными свойствами ($K_n > 10 \%$, $K_{пр} > 100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). По сопоставлению значений K_n и $K_{пр}$ (по керну) для разных классов коллекторов по типу пустотного пространства коллекторы вала Гамбурцева и Адакского лицензионного участка однотипны, но в разрезах скв. 2-Адакская и 1-Харутамыльская преобладают низкие трещинные коллекторы (рис. 5).

Причиной невысоких фильтрационно-емкостных параметров верхнесилурийско-нижнедевонских отложений на участках, вскрытых скважинами, являются недостаточно благоприятные для формирования первичной седиментационной пористости фациальные

условия образования осадков.

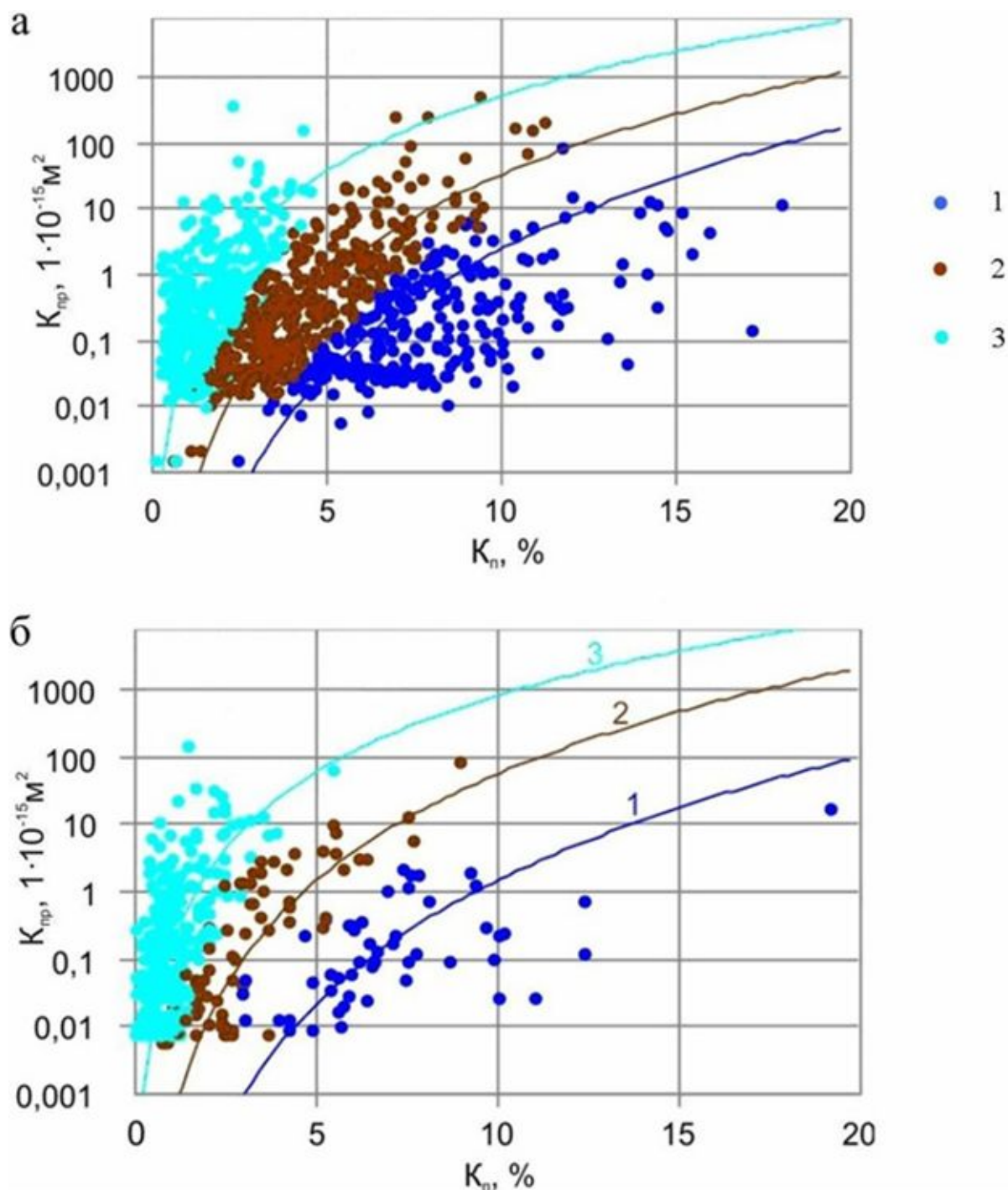


Рис. 5. Сопоставление $K_{пр}$ и $K_{п}$ для отложений D_1-S_2 месторождений вала Гамбурцева (а) и Адакского лицензионного участка (б)

1 – поровый и каверново-поровый; 2 – трещинно-каверново-поровый и трещинно-поровый; 3 – каверново-трещинный и трещинный.

При близких в целом условиях седиментации верхнесилурийско-нижнедевонских отложений (мелководный шельф в обстановках преимущественно сублиторали и литорали), в отличие от вала Гамбурцева – узкой линейной структуры – вскрытые на Адакской площади

разрезы находятся в условиях сложно построенной надвиговой системы, характеризующейся пластинами противоположной вергентности, и в палеоплане были существенно разобщены. Палеорекострукции сейсмогеологических разрезов выявили удаленность разреза скв. 1-Харутамылькская вкрест простирания палеоструктур порядка 20 км от разреза поднадвигового блока скв. 2-Адакская, который, в свою очередь, смещен от разреза аллохтонной пластины на 15-17 км. Вместе с тем, установлена значительная фациальная расчлененность разрезов, вскрытых скважинами.

Детальным литолого-фациальным анализом, выполненным по достаточно большому объему кернового материала скв. 1-Харутамылькская, 1 и 2-Адакские, установлено, что цикличное карбонатонакопление происходило в условиях мелководной карбонатной платформы, благоприятных к микробиально-водорослевому биогермообразованию. Разработанные седиментационные модели верхнесилурийско-нижнедевонских отложений (рис. 6) сходны с таковыми для образований близкого стратиграфического диапазона Карско-Нярминского района юго-восточного Пай-Хоя [Вевель и др., 2010], где в обнаженных разрезах прослежена система мелких органогенных построек, близкая к «лоскутным рифам». Зоны развития биогермов шириной порядка 1,5 км вытянуты вкрест регионального наклона палеошельфа и имеют четковидную форму.

Выделенные в строении продуктивного комплекса литолого-генетические типы карбонатных отложений объединены в четыре фациальные группы: биогермов, тыловых частей биогермов, обломочных шлейфов и пред- и забиогермных седиментогенных образований. Преимущественное развитие первой группы установлено в керне нижнедевонских отложений скв. 1-Харутамылькская и отложений гердьюского горизонта скв. 2-Адакская, второй группы – в керне нижнедевонских отложений и отложений гребенского горизонта скв. 2-Адакская. Отложения двух последних групп представлены в керне незначительно. В аллохтоне скв. 1-Адакская представленные в керне низы гердьюских отложений относятся к фациальной группе обломочных шлейфов.

Скв. 2-Адакская в поднадвиговом блоке вскрыла, таким образом, фациальную зону биогермов, формировавшихся в гердьюское время и сменившую ее в гребенское – раннедевонское время фациальную зону тыловых частей биогермов (рис. 7). Скв. 1-Харутамылькская вскрыла отложения фациальной зоны биогермов раннедевонского времени и на отдельных трансгрессивных этапах фациальную зону обломочных шлейфов.

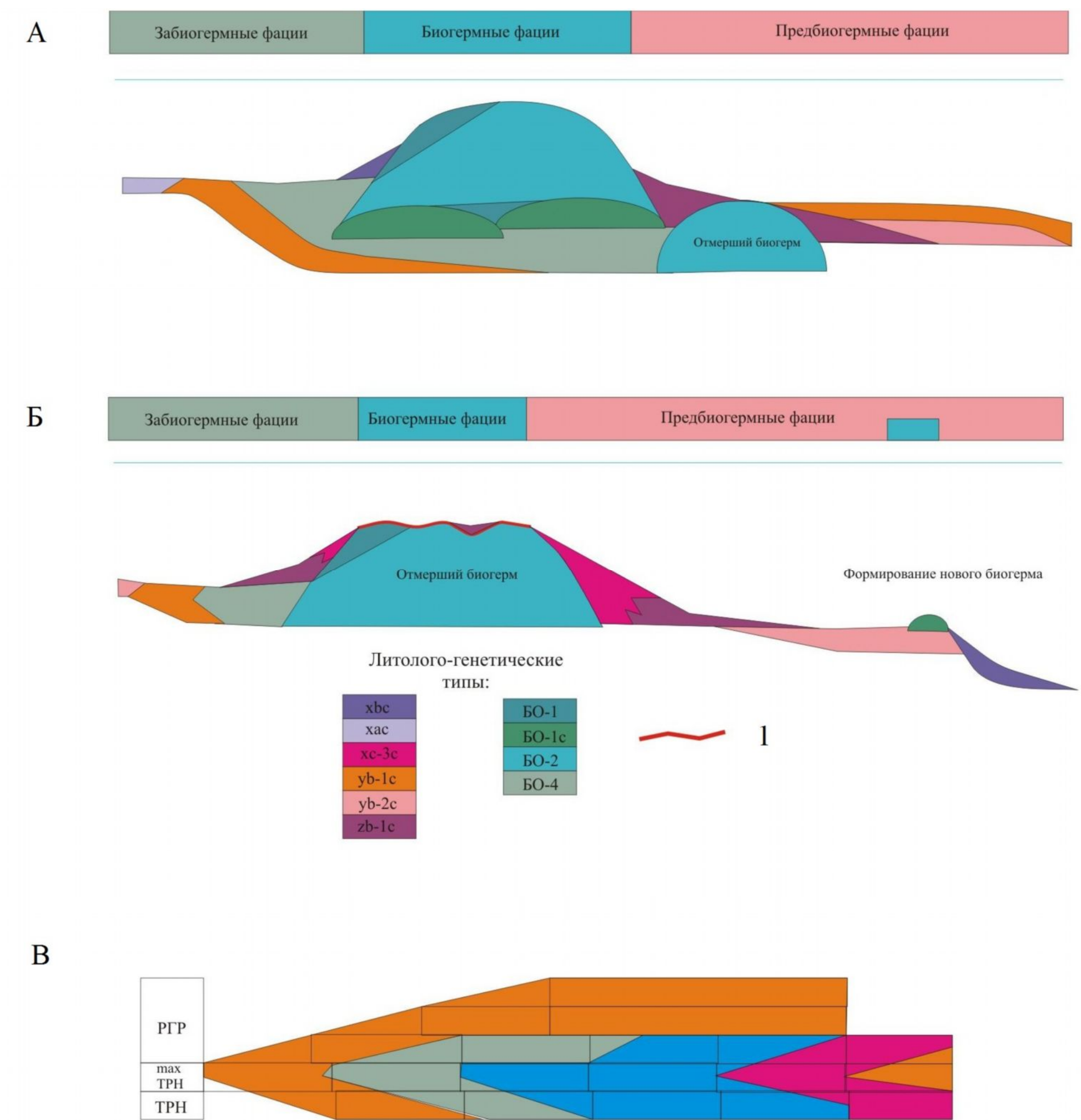


Рис. 6. Седиментационные модели позднесилурийско-раннедевонских отложений
А – модель роста бюогерма на трансгрессии, береговая линия слева; Б – модель разрушения бюогерма на регрессии, береговая линия слева; В – трансгрессивно-регрессивная последовательность в бюогермной седиментационной системе (бюогермная литома). 1 – эрозионная поверхность.

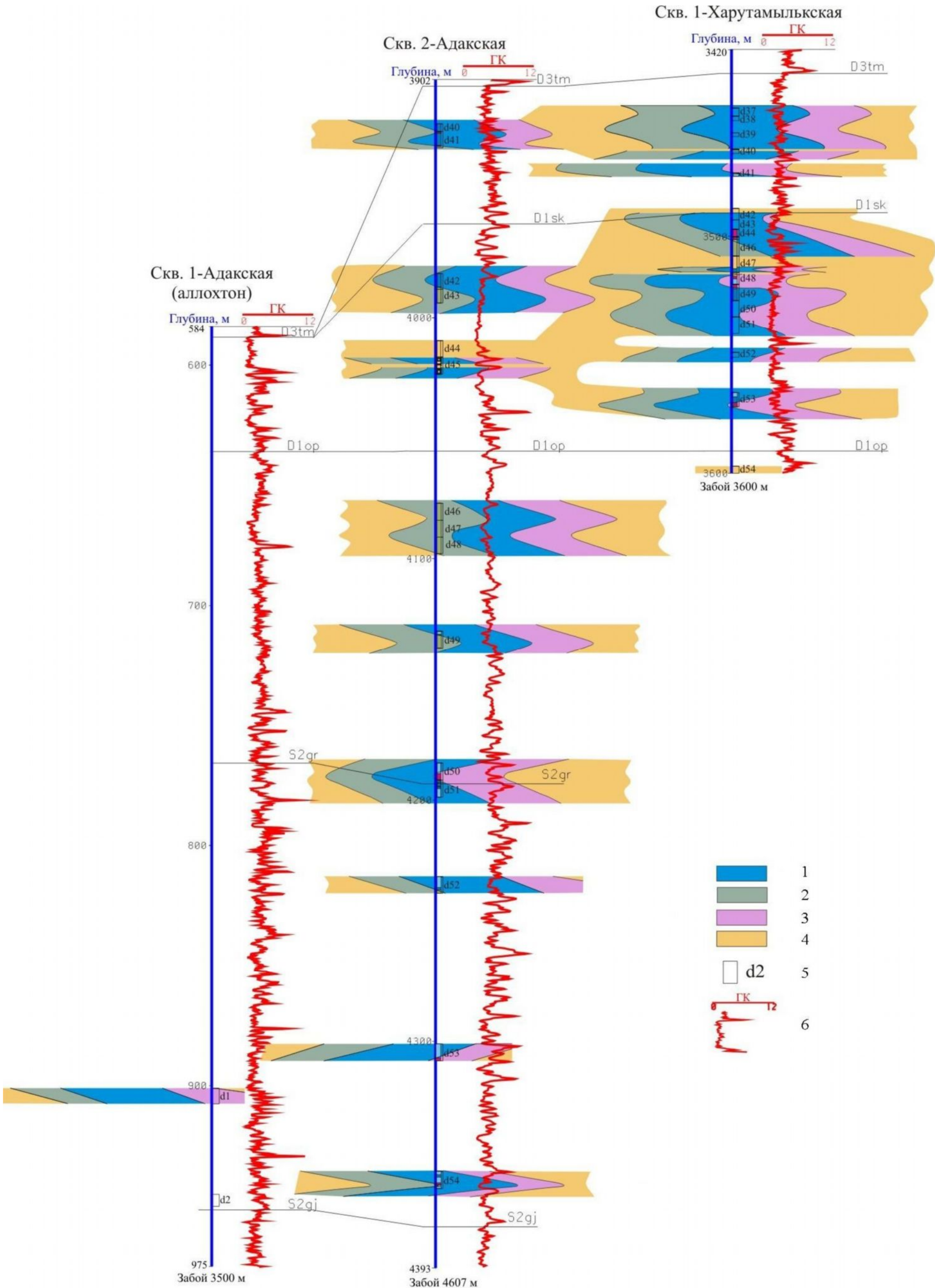


Рис. 7. Схема миграции фациальных зон в позднесилурийско-раннедевонское время
1 – зоны биогермов; 2 – зоны тыловых частей биогермов; 3 – зоны обломочных шлейфов; 4 – области развития забиогермных и предбиогермных образований; 5 – положений и номер керновых долблений; 6 – гамма-каротаж.

Учитывая существенную удаленность вскрытых скважинами разрезов в палеоплане, положение которых восстановлено на основании палинспастических реконструкций, а также по сочетанию фациальных групп в границах элементарных циклитов, выделены три фациальные зоны биогермов и сопутствующих им фаций. По аналогии с известными в Карско-Нярминском районе генетически близкими образованиями предполагается их полосовидное субпараллельное чередование северо-восточного простирания в соответствии с региональным трендом наклона карбонатной платформы (рис. 8).

Выявленная фациальная изменчивость верхнесилурийско-нижнедевонского разреза позволяет предполагать, что установленные в точках пробуренных скважин, разделенных в палеоплане десятками километров, менее значимые, чем на месторождениях вала Гамбурцева, коллекторские характеристики комплекса являются лишь частными случаями, связанными с приуроченностью к определенным фациальным зонам.

Для интервалов разреза, охарактеризованных керном скв. 1-Харутамылькская и 2-Адакская, в которых определена принадлежность пород к четырем фациальным группам, выявлены следующие соотношения параметров пород-коллекторов (табл. 1, рис. 9, 10).

Таблица 1

Характеристика коллекторов ($K_{пр} \geq 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) по керну в интервалах фациальных групп

Фациальная группа	Значения параметров *		
	$K_p, \%$	$K_{пр}, 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	$\delta, \text{ г/см}^3$
Биогермы	<u>0,4-5,6</u> 2,1(24)	<u>1,1-21,7</u> 5,0 (24)	<u>2,66-2,84</u> 2,77 (24)
Тыловые части биогермов	<u>0,5-3,0</u> 1,6(22)	<u>1,1-45,4</u> 8,8 (22)	<u>2,67-2,82</u> 2,77 (22)
Обломочные шлейфы биогермов	<u>1,1-9,3</u> 4,4(21)	<u>1,0-115,4</u> 16,7 (21)	<u>2,48-2,80</u> 2,70 (21)
Пред- и забиогермные седиментогенные образования	<u>0,7-6,4</u> 2,6(4)	<u>1,3-24,9</u> 9,3 (4)	<u>2,64-2,81</u> 2,76 (4)

*В числителе – пределы изменения, в знаменателе – среднее значение (количество определений).

Наиболее проницаемый керн отобран из отложений фациальной группы обломочных шлейфов биогермов, где $K_{пр}$ достигает значений $115 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, пористость K_p – 9,3 %. Средние значения пористости и проницаемости для проницаемых образцов ($K_{пр} > 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) соответственно составляют 4,4 % и $16,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Больше всего коллекторов (суммарные эффективные толщины, см. рис. 9) выделено в фациальных группах биогермов и их тыловых участках (эти породы наиболее представительны в керне).

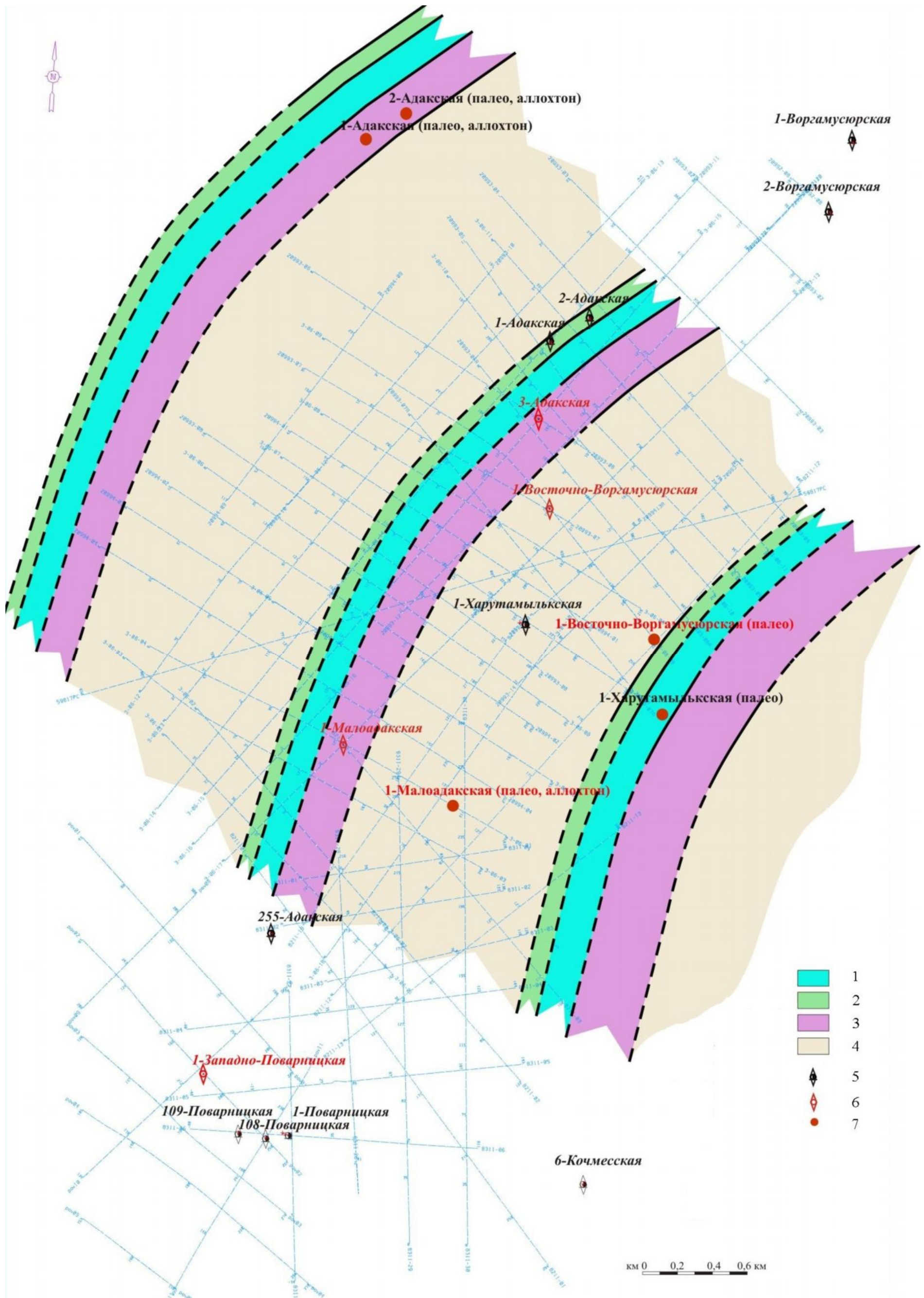


Рис. 8. Палеофациальная карта верхнесилурийских (гребенской горизонт) и нижнедевонских отложений
 1-4 – фациальные зоны: 1 – биогермов, 2 – тыловых частей биогермов, 3 – обломочных шлейфов, 4 – забиогермных и предбиогермных седиментационных образований; 5-6 – скважины: 5 – пробуренные, 6 – рекомендуемые, 7 – положение в палеоплане.

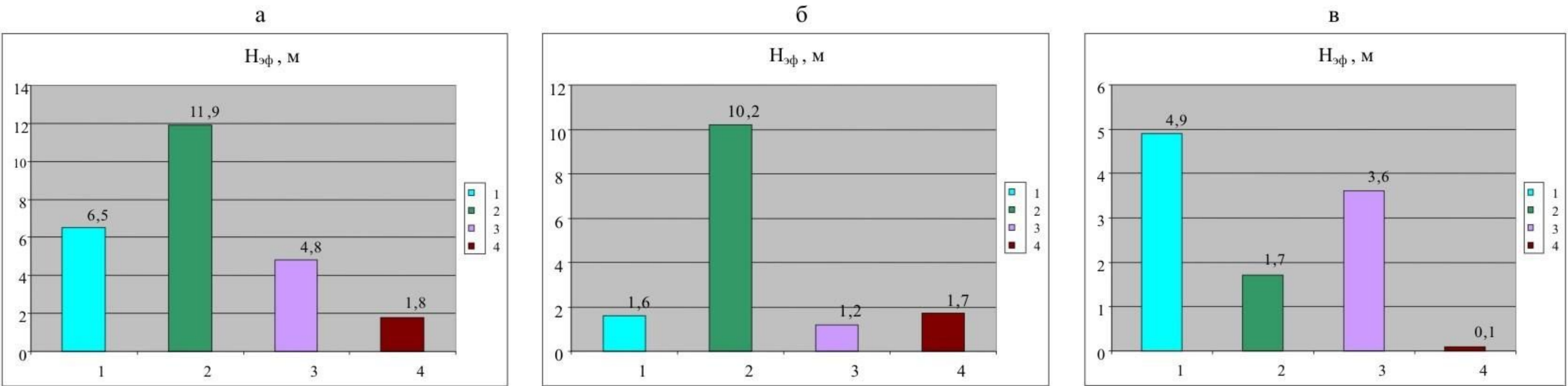


Рис. 9. Распределение эффективных толщин по фациальным группам: суммарных по скв. 2-Адакская и 1-Харутамыльская (а), по скв. 2-Адакская (б), по скв. 1-Харутамыльская (в)
1 – биогермы; 2 – тыловые части биогермов; 3 – обломочные шлейфы биогермов; 4 – пред- и забиогермные образования.

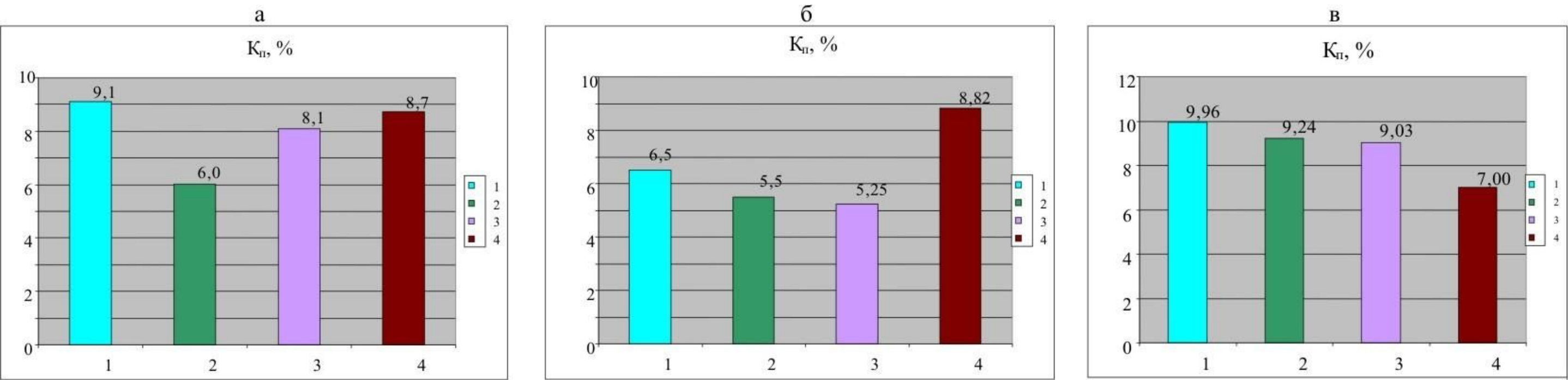


Рис. 10. Распределение пористости по фациальным группам: средневзвешенной по скв. 2-Адакская и 1-Харутамыльская (а), по скв. 2-Адакская (б), по скв. 1-Харутамыльская (в)
1 – биогермы; 2 – тыловые части биогермов; 3 – обломочные шлейфы биогермов; 4 – пред- и забиогермные образования.

Средневзвешенное значение общей пористости по данным ГИС близко для выделенных фациальных групп и изменяется от 5,3 до 10 % (см. рис 10). Но в этих фациальных группах преобладают коллекторы III класса (трещинные и трещинно-каверновые), которые характеризуются низкими емкостными свойствами при неплохой проницаемости. В фациальных группах обломочных шлейфов и пред- и забиогермных седиментогенных образований преобладают более высокые и хорошо проницаемые коллекторы II класса (трещинно-каверново-поровые). При этом наибольшая доля коллекторов I класса (поровые и каверново-поровые) приурочена к отложениям обломочных шлейфов биогермов (рис. 11).

Условия формирования осадков этой фациальной группы были наиболее благоприятны к образованию первичной матричной пористости, что позволяет рассматривать прогнозные фациальные зоны обломочных шлейфов в качестве зон с улучшенными коллекторскими свойствами.

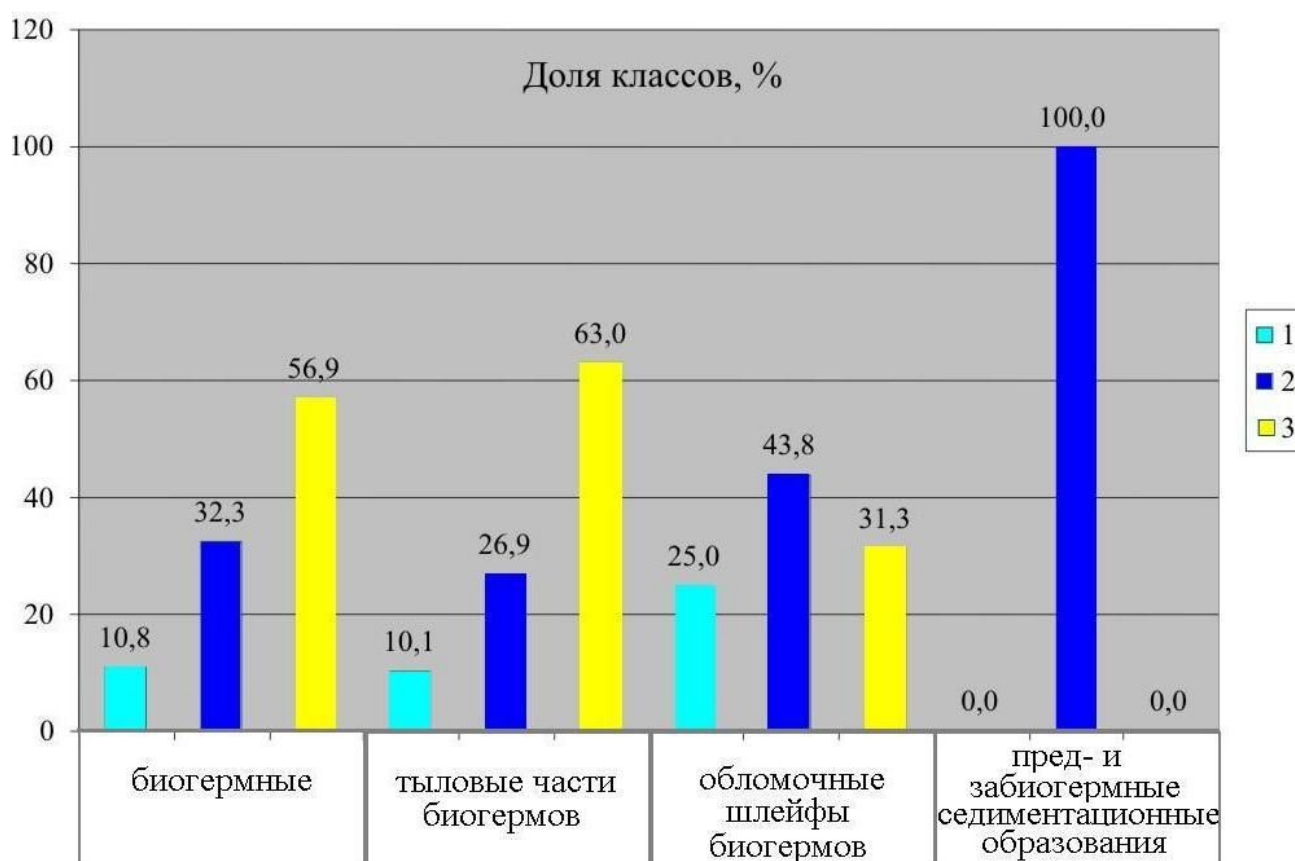


Рис. 11. Распределение классов коллекторов в интервалах фашиальных групп

1-3 – класс коллектора: 1 – каверново-поровые и поровые, 2 – трещинно-каверново-поровые, 3 – трещинные и каверново-трещинные.

В современном структурном плане положение фашиальных зон контролируется надвиговыми дислокациями, сформировавшими поднятие Чернышева и крупным

долгоживущим, унаследованным от структуры фундамента, поперечным разломом, проявленным на последних этапах тектонической активности как взбросо-сдвиговая дислокация. Полученная ретромоделированием палинспастических разрезов палеофациальная карта (рис. 12) показывает область развития участков с предположительно более высокими, чем во вскрытых скважинами разрезах, ФЕС отложений среднеордовикско-нижнедевонского НГК.

Геохимические критерии нефтегазоносности Адакской площади, установленные по результатам разносторонних исследований органического вещества и УВ-флюидов, впервые выполненных для области интенсивных дислокаций поднятия Чернышева, свидетельствуют о благоприятном прогнозе промышленной нефтепродуктивности на участках с высокими ФЕС отложений.

В разрезах скв. 2-Адакская и 1-Харутамыльская выделяются нефтегазоматеринские толщи, связанные со среднефранско-нижнефаменскими и силурийско-нижнедевонскими отложениями. Верхнедевонские отложения принадлежат к классу хороших (богатых) нефтематеринских пород (НМП). Отложения силурийско-раннедевонского возраста относятся преимущественно к классу удовлетворительных (средних) НМП. Степень преобразования органического вещества и значение $T_{\max}$ для этих отложений свидетельствуют об их нахождении в зоне нефтегенерации.

Снизу вверх от верхнесилурийских отложений к кровельной части нижнедевонских разрезов скв. 1-Харутамыльская выявлено изменение состава битумоидов (битумонасыщение смешанное сингенетичное и эпигенетичное): увеличение содержания УВ (масел) при снижении количества смол и асфальтенов, что уверенно подтверждается данными газожидкостной хроматографии масел. Это свидетельствует о вертикальной миграции УВ и возможности накопления битумоидов, близких по групповому составу к нефтяным битумоидам, в верхней части нижнедевонских отложений. В верхнесилурийско-нижнедевонских отложениях скв. 2-Адакская также отмечаются образцы с повышенными значениями битумоидного коэффициента, указывающие на аккумулярующие возможности толщи.

По результатам исследований шлама методом термогазовой хроматографии в интервалах распространения газогеохимических зон, связанных с франско-фаменскими и нижнедевонскими отложениями, отмечается повышение общей газонасыщенности отложений, особенно концентраций тяжелых гомологов метана, что характерно для зон нефтяных газов.

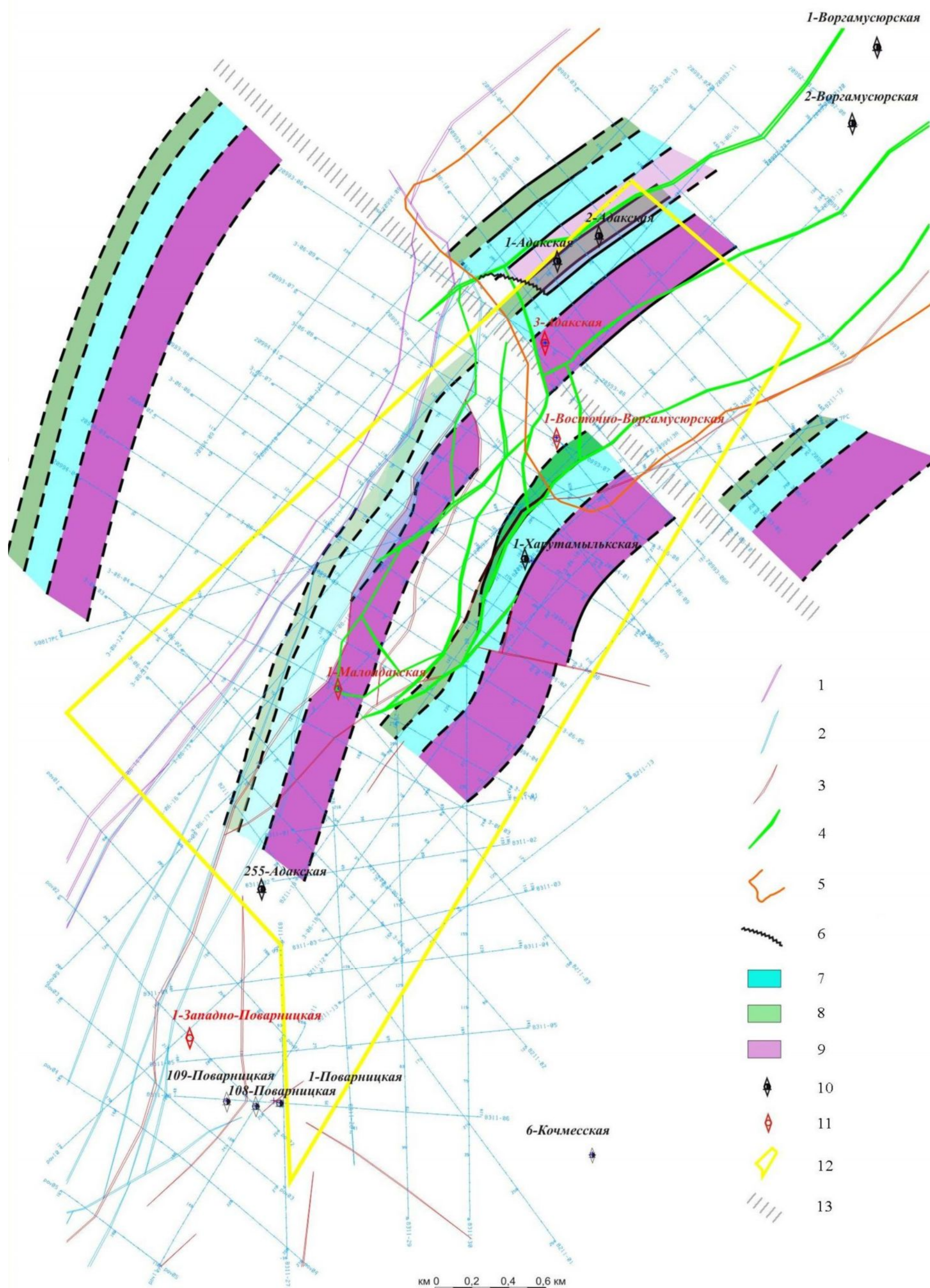


Рис. 12. Положение зон биогермообразования и сопутствующих им фациальных зон в современном структурном плане

1-4 – положение разрывных нарушений по ОГ Шпт: 1 – Адзвинского блока, 2 – Неченской пластины, 3 – Косью-Роговского блока, 4 – Воргамусюрской пластины; 5 – граница Тальбейской пластины; 6 – граница подошвы верхнесилурийских отложений гребенского горизонта на современном эрозионном срезе Тальбейской пластины; 7-9 – фациальные зоны: 7 – биогермов, 8 – тыловых частей биогермов, 9 – обломочных шлейфов; 10-11 – скважины: 10 – пробуренные, 11 – рекомендуемые; 12 – Адакский лицензионный участок; 13 – предполагаемый поперечный разлом в фундаменте, контролирующий широтную зональность центральной части поднятия Чернышева.

Нефтяные флюиды, полученные из верхнесилурийско-нижнедевонских отложений по плотности относятся к классу легких нефтей, являются смолистыми, низкоасфальтенистыми, низкопарафинистыми (скв. 1-Харутамыльская) и парафинистыми (скв. 2-Адакская), по содержанию серы принадлежат к группе сернистых. По УВ-составу бензиновой фракции флюиды относятся к метановому типу. Выявленный характер распределения нормальных и изопреноидных алканов свидетельствует о том, что установленные УВ-флюиды не подвергались значительным гипергенным преобразованиям. По индивидуальному составу нефтей из верхнесилурийско-нижнедевонских отложений предполагается, что материнскими толщами для них выступали среднеордовикско-нижнедевонские отложения, а в образование флюидов залежи, вскрытой скв. 2-Адакская, определенную долю внесло РОВ доманиково-турнейского НГК. Интенсивно дислоцированная морфология современного залегания нефтегазоносных комплексов осадочного чехла не позволяет достоверно отследить пути миграции УВ, однако вышеприведенные данные свидетельствуют об их скоплении в близком к инситу положению.

Результаты детальных исследований закономерностей формирования залежей среднеордовикско-нижнедевонского карбонатного НГК позволяют констатировать, что в сложно построенной складчато-надвиговой структуре зоны сочленения Тальбейского, Адакского и Шарью-Заостренского блоков поднятия Чернышева пробуренными скважинами не удалось в полной мере оценить нефтегазоносность Адакской площади.

Выявлены залежи нефти, не проявившие себя высокими дебитами, в отложениях среднеордовикско-нижнедевонского и доманиково-турнейского карбонатных НГК. Установлены нефтегенерирующий потенциал силурийско-девонских отложений Адакской площади и аккумулирующие возможности образований среднеордовикско-нижнедевонского НГК и флюидоупорные – перекрывающих отложений. Подтверждены морфологические особенности ловушек, прогнозируемых по сейсморазведке, в том числе тектонические экраны на их ограничении по восстанию пластов (см. рис. 4). Причины неполучения промышленных притоков можно систематизировать следующим образом:

а) существенная изменчивость палеоусловий седиментации верхнесилурийско-нижнедевонских нефтеносных отложений, определяющих коллекторские возможности резервуара, вкупе с надвиговым устройством современного структурного плана;

б) мощная соленосная толща в основании надвиговых пластин, сложное строение контактовой зоны аллохтонного и поднадвигового блоков, где формируются параавтохтонные блоки небольших размеров, вмещающие мелкие залежи с АВПД (в скв. 2-

Адакская – в верхнедевонских отложениях), создающие несовместимые горно-геологические условия строительства скважин;

в) большой процент некачественного опробования.

Перспективными в отношении нефтегазоносности следует рассматривать, в первую очередь, образования среднеордовикско-нижнедевонского карбонатного НГК, для которого в пробуренных скважинах установлено наличие покрышки и низко-среднеемкие коллекторы. Участки с предположительно улучшенными коллекторскими свойствами (фациальные зоны обломочных шлейфов) прогнозируются в пределах Малоадакской поднадвиговой структуры и юго-восточного купола Воргамусюрской структуры. Для первой из них также предполагается более благоприятное строение резервуара с отсутствием сотчемкыртинской рассеивающей толщи.

В строении доманиково-турнейского НГК установлена небольшая тектонически экранированная залежь, приуроченная к параавтохтонному блоку. В целом разрез депрессионного типа верхнедевонских отложений характеризуется невысоким коллекторским потенциалом, в отличие от мелководно-шельфового типа разреза с рифогенными образованиями. Такие отложения представлены в строении Тальбейской пластины, где слагают, вероятно, крупную банку и, в связи с выходом на поверхность, в пределах Адакской площади не перспективны в отношении нефтегазоносности. Однако нельзя исключить продолжение рифовой зоны, обрывающейся с юга вместе со всей Тальбейской пластиной, в поднадвиговой зоне Воргамусюрской пластины, где расположена Малоадакская структура.

Верхневизейско-нижнепермский карбонатный НГК пока наименее изучен на Адакской площади. В связи с неоднозначными результатами опробования коллекторов среднекаменноугольных отложений в единственной, вскрывшей НГК в полном объеме, скв. 1-Харутамыльская пессимистический подход к прогнозу перспектив этого НГК преждевременен.

Таким образом, ресурсы Адакской лицензионной площади далеко не исчерпаны. Крупная Малоадакская структура по кровле среднеордовикско-нижнедевонского, наиболее перспективного НГК в автохтоне надвиговой системы (рис. 13) является объектом весьма оптимистичного прогноза промышленной нефтеносности по комплексу всех установленных поисковых критериев. Требуется доизучения залежь нефти, приуроченная к Воргамусюрской структуре, причины неуспешного опробования которой скв. 2-Адакская в большей степени являются технологическими, а не геологическими.

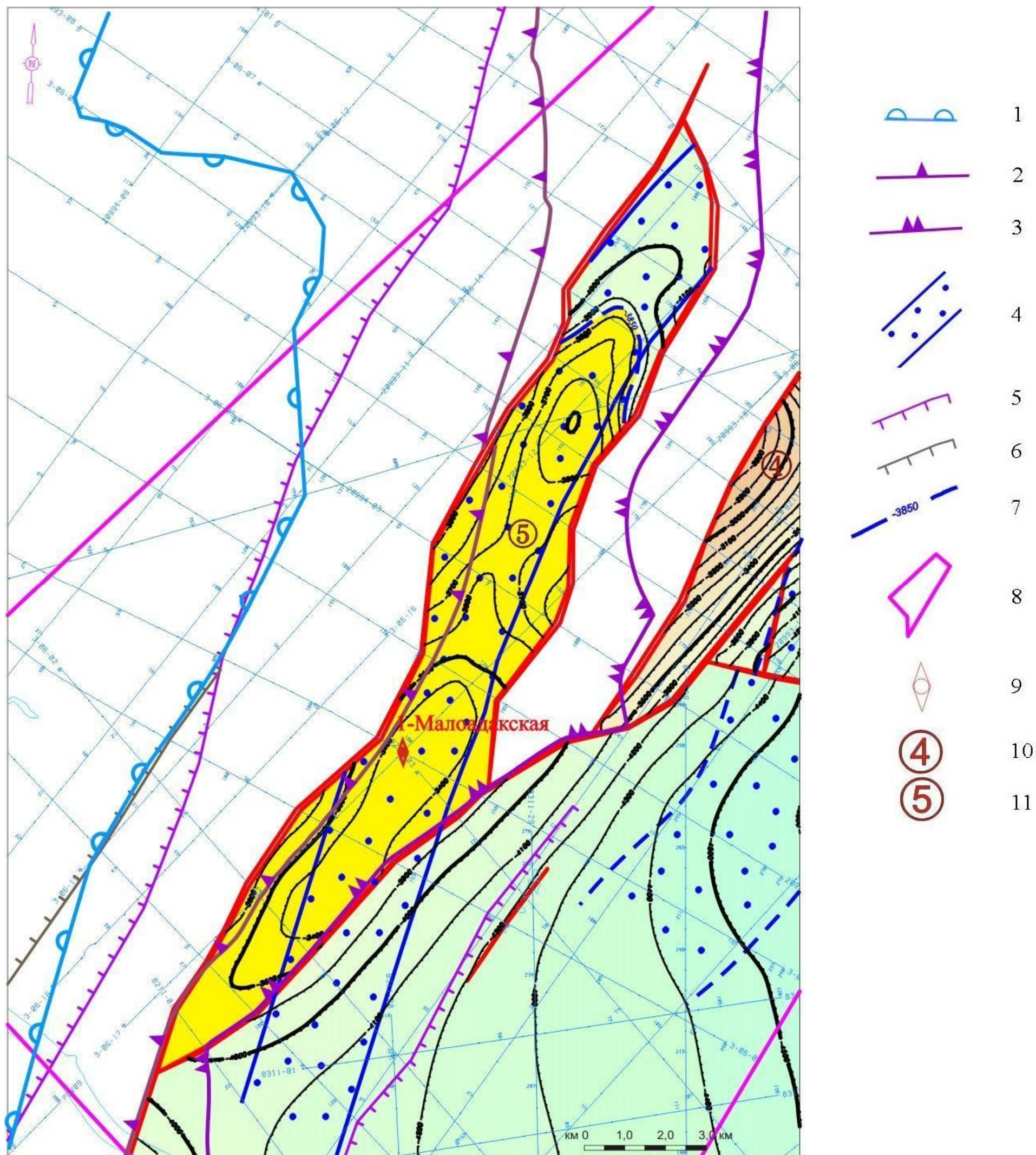


Рис. 13. Фрагмент структурной карты по подошве отложений тиманского горизонта верхнего девона (ОГ Шtm), Малоадакская структура

1 – предполагаемая граница эрозионного срезания отложений гребенского горизонта верхнего силура; 2-4 – предполагаемые границы (бергитрихи направлены в сторону отсутствия отложений): 2 – полного эрозионного срезания нижнедевонских отложений, 3 – эрозионного срезания отложений сотчмкыртинского горизонта нижнего девона, 4 – прогнозная область развития фациальной зоны обломочных илейфов с улучшенными коллекторскими свойствами; 5-6 – выходы структуроформирующих надвигов на поверхность: 5 – Воргамусюрского, 6 – Еджид-Заостренского; 7 – условный уровень оценки УВ; 8 – граница Адакского лицензионного участка; 9 – поисковая рекомендуемая скважина; 10-11 – структуры: 10 – Харутамылькская, 11 – Малоадакская.

Большой объем проведенных геологоразведочных работ на Адакской площади без пока явного положительного результата позволил, тем не менее, извлечь из полученной уникальной геологической информации однозначный вывод о необходимости и целесообразности дальнейших нефтегазопроисковых работ как в пределах Адакской площади, так и в обширной области интенсивных дислокаций поднятия Чернышева в целом.

В ближайшем окружении Адакской площади подготовлены к передаче в глубокое бурение Западно-Поварницкая поднадвиговая структура, сложно построенная тектонически ограниченная Анкешорская ловушка, требующие первоочередного опробования; представляет интерес недостигнутый бурением скв. 2-Воргамусюрская среднеордовикско-нижнедевонский НГК на северном осложнении Воргамусюрской структуры и ряд других выявленных объектов.

Важным аспектом дальнейших работ следует указать объединение усилий недропользователей по комплексному обобщению всех имеющихся геологических, геофизических, геохимических материалов по поднятию Чернышева от Яньюского до Северного блоков и от пограничных участков Хорейверской и Большесынинской впадин до прибортовой зоны Косью-Роговской впадины. Такие комплексные исследования силами лучших научных организаций необходимы для целостного восприятия тектонического строения, осмысления закономерностей онтогенеза УВ, разработки критериев поисков месторождений в сложной структуре надвиговой системы поднятия Чернышева.

Литература

Антонов В.И., Иванов В.В., Гудельман А.А., Уткина О.Л., Казанцева А.Г. Новые сведения о строении поднятия Чернышева по результатам сейсморазведочных работ // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России. - Материалы XIV геол. съезда Респ. Коми. - Т. 2. - Сыктывкар: Геопринт, 2004. - С. 7-9.

Вевель Я.А., Жерлыгин А.Л., Журавлев А.В. Шишов С.Б. Кара-Силовыхский органогенный массив (девон Юго-Восточного Пай-Хоя) // Рифы и карбонатные псефитолиты. - Материалы Всероссийского литологического совещания. - Сыктывкар: Геопринт, 2010. - С. 43-45.

Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200000 (издание второе). Серия Полярно-Уральская. Листы Q-40-XVII-XVIII. / Ред. И.В. Деревянко. - СПб, 2003.

Гудельман А.А., Казанцева А.Г., Уткина О.Л. Перспективы нефтегазоносности надвиговой системы поднятия Чернышева // Перспективы нефтегазоносности Предуральского прогиба. - Материалы научно-практической конференции. - Екатеринбург, 2004. - С. 195-201.

Острижний М.Ю. Оценка перспектив нефтегазоносности Приполярных районов Предуральского краевого прогиба по комплексу геолого-геофизических данных. - автореф. дисс. на соискание степени кандидата геолого-минералогических наук. - М., 1999. - 27 с.

Тимонин Н.И. Тектоника гряды Чернышева. - Л.: «Наука», 1975. - 130 с.

Уткина О.Л., Гудельман А.А., Иванов В.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности центральной части поднятия Чернышева по результатам сейсморазведочных работ // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR). - Тезисы докладов I Международной научно-практической конференции 26-27 ноября 2007 г. - М.: ВНИИГАЗ, 2007. - С. 90-92.

Юдин В.В. Орогенез севера Урала и Пай-Хоя. - Екатеринбург: УИФ «Наука», 1994. - 286 с.

Рецензент: Макаревич Владимир Николаевич, доктор геолого-минералогических наук.

Danilov V.N.

Branch of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta, Ukhta, Russia, seismic@sng.vniigaz.gazprom.ru

Ivanov V.V.

LLC Gazprom Pererabotka, Ukhta, Russia

Gudelman A.A.

Branch of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta, Ukhta, Russia, seismic@sng.vniigaz.gazprom.ru

Zhuravlev A.V.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, micropalaeontology@gmail.com

Visheratina N.P., Ogdanets L.V., Utkina O.L.

Branch of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta, Ukhta, Russia, seismic@sng.vniigaz.gazprom.ru

OIL AND GAS POTENTIAL OF THE CENTRAL PART OF THE CHERNYSHEV SWELL BASED ON GEOLOGICAL EXPLORATION DATA AT THE ADAK AREA

Unique geological data for the strong dislocations area in the central part of the Chernyshev swell have been obtained through geological exploration work carried out by OOO Gazprom Pererabotka at the Adak licensed block. For the first time the subthrust formations of the Talbey block have been drilled. Oil-bearing capacity of the Middle Ordovician – Lower Devonian and Domanic-Tournasian oil and gas bearing complexes has been proved (wells 2-Adak and 1-Kharutamylk). Oil and gas potential for the Adak and adjacent areas in the central part of the Chernyshev swell have been proved by complex multi relational analysis.

Key words: *reservoir, deposit, oil and gas bearing complex, bioherm, brecciated aprons, thrust system, paleofacies reconstructions, palinspastic reconstructions, the Chernyshev swell.*

References

Antonov V.I., Ivanov V.V., Gudelman A.A., Utkina O.L., Kazanceva A.G. Novye svedeniâ o stroenii podnâtiâ Černyševa po rezul'tatam sejsmorazvedočnyh rabot // Geologiâ i mineral'nye resursy evropejskogo severo-vostoka Rossii. - Materialy XIV geol. s'ezda Resp. Komi. - T. 2. - Syktyvkar: Geoprint, 2004. - S. 7–9.

Vevel' Â.A., Žerlygin A.L., Žuravlev A.V. Šišlov S.B. Kara-Silovaâhskij organogennyj massiv (devon Ūgo-Vostočnogo Paj-Hoâ) // Rify i karbonatnye psefitolity. - Materialy Vserossijskogo litologičeskogo sovešaniâ. - Syktyvkar: Geoprint, 2010. - S. 43–45.

Gosudarstvennaâ geologičeskaâ karta Rossijskoj Federacii masštaba 1:200000 (izdanie vtoroe). Seriâ Polârno-Ural'skaâ. Listy Q-40-HVII-HVIII. / Red. I.V. Derevânko. - SPb, 2003.

Gudelman A.A., Kazanceva A.G., Utkina O.L. Perspektivy neftegazonosnosti nadvigovoj sistemy podnâtiâ Černyševa // Perspektivy neftegazonosnosti Predural'skogo progiba. - Materialy naučno-praktičeskoj konferencii. - Ekaterinburg, 2004. - S. 195–201.

Ostrižnyj M.Ū. Ocenka perspektiv neftegazonosnosti Pripolârnyh rajonov Predural'skogo kraevogo progiba po kompleksu geologo-geofizičeskikh dannyh. - avtoref. diss. na soiskanie stepeni kandidata geologo-mineralogičeskikh nauk. - M., 1999. - 27 s.

Timonin N.I. Tektonika grâdy Černyševa. - L.: «Nauka», 1975. - 130 s.

Utkina O.L., Gudelman A.A., Ivanov V.V. Geologičeskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti central'noj časti podnâtiâ Černyševa po rezul'tatam sejsmorazvedočnyh rabot // Mirovye resursy i zapasy gaza i perspektivnye tehnologii ih osvoeniâ (WGRR). - Tezisy dokladov I Meždunarodnoj naučno-praktičeskoj konferencii 26-27 noâbrâ 2007 g. - M.: VNIIGAZ, 2007. - S. 90-92.

Ūdin V.V. Orogenez severa Urala i Paj-Hoâ. - Ekaterinburg: UIF «Nauka», 1994. - 286 s.

©Данилов В.Н., Иванов В.В., Гудельман А.А., Журавлев А.В.,
Вишератина Н.П., Огданец Л.В., Уткина О.Л., 2011