

Влияние структурных перестроек на нефтегазоносность восточной части Енисей-Хатангского прогиба

Е.Д. Сивкова*, Е.О. Бабина, А.В. Ступакова, М.А. Большакова, Р.С. Сауткин, И.К. Комков, А.В. Мордасова

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В статье представлены результаты исследования влияния структурных перестроек на работу углеводородных систем в восточной части Енисей-Хатангского прогиба. На основе интерпретации сейсмических данных и построения палеопрофилей в геологической эволюции бассейна установлено несколько этапов перестроек: на рубеже среднего и позднего триаса, позднего триаса и юры, в бат-келловейское время, титон-валанжинское время, в баррем-аптское время, в апт-альбское время, в сеноманское время, мощные перестройки в кайнозое. На основе интерпретации геохимической информации, полученной в результате анализа образцов пород керна и обнажений, дана характеристика типа вещества, количества исходного органического углерода, нефтегазоматеринского потенциала для поздне триасовых, нижнеюрских, среднеюрских, верхнеюрских, нижнемеловых нефтегазоматеринских толщ (НГМТ). Результаты изучения геологического строения региона, геохимических особенностей НГМТ стали основой для построения бассейновой 2D модели, которая позволила не только выявить очаги генерации, пути миграции и зоны аккумуляции углеводородных флюидов, но и оценить время начала генерации и эмиграции углеводородов, а также моменты перерыва данных процессов в периоды воздымания территории.

Изменения структурного плана трансформировали конфигурацию бассейна, что приводило, с одной стороны, к образованию зон накопления прослоев, богатых органическим веществом, а с другой – к приостановке работы углеводородных систем, переформированию и даже разрушению залежей.

Ключевые слова: Енисей-Хатангский прогиб, структурные перестройки, нефтегазоматеринские толщи, органическое вещество, углеводороды, расчет апшифтов, перспективы нефтегазоносности, гольчихинская свита, бассейновое моделирование, углеводородные системы

Для цитирования: Сивкова Е.Д., Бабина Е.О., Ступакова А.В., Большакова М.А., Сауткин Р.С., Комков И.К., Мордасова А.В. (2022). Влияние структурных перестроек на нефтегазоносность восточной части Енисей-Хатангского прогиба. *Георесурсы*, 24(2), с. 93–112. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.11>

Введение

Енисей-Хатангский прогиб представляет собой окраинную часть Западно-Сибирского бассейна, которая характеризуется неравномерной степенью изученности геолого-геофизическими и промысловыми методами. Все открытые месторождения углеводородов (УВ) приурочены преимущественно к западной части прогиба, а восточная часть так и остается сравнительно неизученной (Афанасенков, 2019; Бордюг, 2019). Трудность обнаружения УВ скоплений связана со сложным геологическим строением, низкой изученностью и неоднозначностью интерпретации сейсмических данных (Трофимук, 1982; Конторович, 2011; Фомин, 2013; Афанасенков, 2019). Кроме того, дискуссионным остается вопрос углеводородного потенциала отложений и фазового состава прогнозируемых скоплений УВ (Афанасенков, 2019; Бордюг, 2019; Злобина, 2010).

Нефтегазоносность региона определяется свойствами элементов УВ систем, которые по мере эволюции бассейна претерпевают значительные изменения. Этапы

погружения и воздымания территории влияют на стадийность нефтегазообразования, вопросам изучения которой было посвящено немало исследований предшественников. Николай Брониславович Вассоевич еще в 1954 г. пришел к чрезвычайно важному выводу о связи катагенеза нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) со стадийностью нефтегазообразования. Выдвинутая им в 1967 г. теория осадочно-миграционного происхождения нефти позволила значительно преобразовать представления о нефтегазоносности бассейна, обеспечив высокую эффективность поиска месторождений на долгие годы вперед (Вассоевич, 1967). Согласно теории, нефтегазоносность является свойством осадочного бассейна, возникающим на этапах его развития, когда нефтематеринская толща попадает в главную фазу нефтеобразования, осуществляемую на глубинах 2–4 км при определенных термобарических условиях. На данный момент оценить работу УВ систем и выявить этапы развития бассейна, когда НГМТ попали в условия, возможные для газо- и нефтегенерации, позволяет создание бассейновой модели. При изучении нефтегазоносности восточной части Енисей-Хатангского прогиба очень важен учет структурных перестроек, т.к. они сыграли одну из ключевых ролей, оказывая значительное влияние как на формирование нефтегазоматеринских толщ, так и на процессы генерации и миграции УВ-флюидов.

* Ответственный автор: Екатерина Дмитриевна Сивкова
e-mail: e.sivkova@oilmsu.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

В основе бассейновой региональной модели лежит структурный каркас исследуемой территории, созданный на основе интерпретации сейсмического профиля. Описание основных отражающих горизонтов и их распространение в пределах изучаемого профиля представлено в первой части статьи.

На основе подготовленной геолого-структурной модели территории с учетом палеогеологических условий формирования и геолого-литологических особенностей толщ восстановлена история геологического развития бассейна – определены амплитуды и зоны развития процессов воздымания и погружения. Понимание механизмов, продолжительности и амплитуды структурных перестроек необходимо для построения адекватной бассейновой модели, т.к. погружение во многом благоприятствует процессу образования НГМТ и генерации ими жидких и газообразных УВ, в то время как воздымание (аплифт) и связанные с ним процессы эрозии часто приводят к разрушению уже образованных НГМТ или препятствию их образования. Наличие аплифтов также оказывает влияние на процессы генерации (за счёт уменьшения термобарических условий, воздействующих на НГМТ) и аккумуляции УВ. Поэтому при прогнозировании масштабов генерации УВ важно определить основные рубежи развития бассейна, связанные с основными этапами погружения и воздымания исследуемой территории.

В статье также рассмотрены нефтегазоматеринские свойства и работа толщ по генерации УВ флюидов с учетом влияния палеоструктурных условий и последующих тектонических движений. В разделе, посвященном данному направлению, описаны генерационные свойства и зрелость НГМТ, степень их трансформации и основные этапы генерации.

Суммирование вышеперечисленных данных позволяет сделать выводы о прохождении процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ флюидов в пределах восточного окончания Енисей-Хатангского прогиба, о влиянии тектонических движений на эти процессы и формировании перспективных участков нефтегазоносности, что и было целью данного исследования.

Фактическая основа и структурный каркас бассейновой модели

Основу исследования составили: сейсмический профиль в восточной части Енисей-Хатангского прогиба вкрест простирания бассейна, каротажные данные, их интерпретация, стратиграфические отбивки пяти скважин, результаты литологических (литологический состав вмещающих толщ, флюидоупоров, коллекторов и НГМТ, а также их мощности, определенные по ГИС и керну) и геохимических исследований кернового материала (фактический и расчетный исходный водородный индекс (HI), содержание органического углерода (C_{орг}, ТОС), тип ОВ (с использованием данных Афанасенкова, 2019)), результаты опробования скважин, а также общая информация по нефтегазоносности данного региона (граничные условия, при которых происходит прогрев осадочных толщ (современный и палеотепловые потоки, определенные для различных этапов развития бассейна, современные и рассчитанные палео-температуры на поверхности осадочного чехла); калибровочные параметры (показатель отражения

витринита (R^o, %) и пластовые температуры (T, °C)).

Сводная информация по литолого-стратиграфическому строению региона с выделением основных НГМТ, резервуаров и флюидоупоров, соотношенных с эпохами складчатости, приведена на рис. 1.

Сейсмогеологический профиль стал каркасом для палеорекопструкций и бассейновой модели. На основе профиля выделено распространение и конфигурация основных отражающих горизонтов (ОГ) (рис. 1), далее указаны снизу-вверх: кровля палеозойского комплекса (ОГ F), пермско-триасовый сейсмокомплекс (ОГ P-T₁¹, T₁², T₂, T₃), кровля доюрского сейсмокомплекса (ОГ A), юрский сейсмокомплекс: кровля малышевской свиты (ОГ T4), кровля гольчихинской серии (ОГ Б), меловой сейсмокомплекс: кровля нижнехетской свиты (ОГ Н¹), кровля суходудинской свиты (ОГ Н²), кровля малохетской свиты (ОГ М), кровля яковлевской свиты (ОГ М¹), кровля долганской свиты (ОГ Г). Толща гольчихинской серии дополнительно разделена на три формации – помимо ОГ Б добавлены 2 дополнительных горизонта. Нижний ОГ соответствует кровле таначинской формации, средний – сивговской, верхний ОГ – кровле гольчихинской формации.

Мощность и состав выделенных толщ также подкреплены данными скважин: Восточно-Кубалахская-357, Балахнинская-1, Балахнинская-2 и Массоновская-363. Для корректировки дополнительно использовалась скважина Логатская-361, вскрывшая доюрский комплекс. Но ввиду ее удаленности от профиля, ее данные учитывались с осторожностью.

В пределах исследуемого 2D профиля выделены 4 обособленных зоны, каждая из которых обусловлена структурным фактором (рис. 2) и имеет общие механизмы формирования НГМТ, генерации и миграции УВ-флюидов:

- зона глубокого Жданихинского прогиба (зона 5);
- зона интенсивно развивающегося Балахнинского вала (зона 4);
- зона Кубалахского вала, развивающаяся менее интенсивно (зона 2);
- и зоны межсводовых впадин, соответствующие Таридскому (зона 3) и Турку-Логатскому (зона 1) прогибам.

Реконструкция истории развития бассейна

О погружении территории в определенный отрезок геологического времени можно судить по мощности отложений, накопленных в этот период. Амплитуда аплифта, в свою очередь, может быть установлена по величине эрозии, принимая тот факт, что разница между величинами аплифта и эрозии незначительна или сложно установима. Наличие аплифта можно установить по наличию углового или стратиграфического несогласия, а величину эрозии – по сокращению мощности эродированного пласта. Для определения мощности и величины эрозии обычно используют интерпретацию сейсмических профилей, скважинные данные и результаты исследования керна. Однако для корректного выделения несогласий, определения величины аплифта и мощности эрозии используют не только данные по исследуемой территории, но также опираются на информацию об истории геологического развития прилегающих районов и аналогичных нефтегазоносных бассейнов (НГБ), обзор публикаций и опыт исследователей.

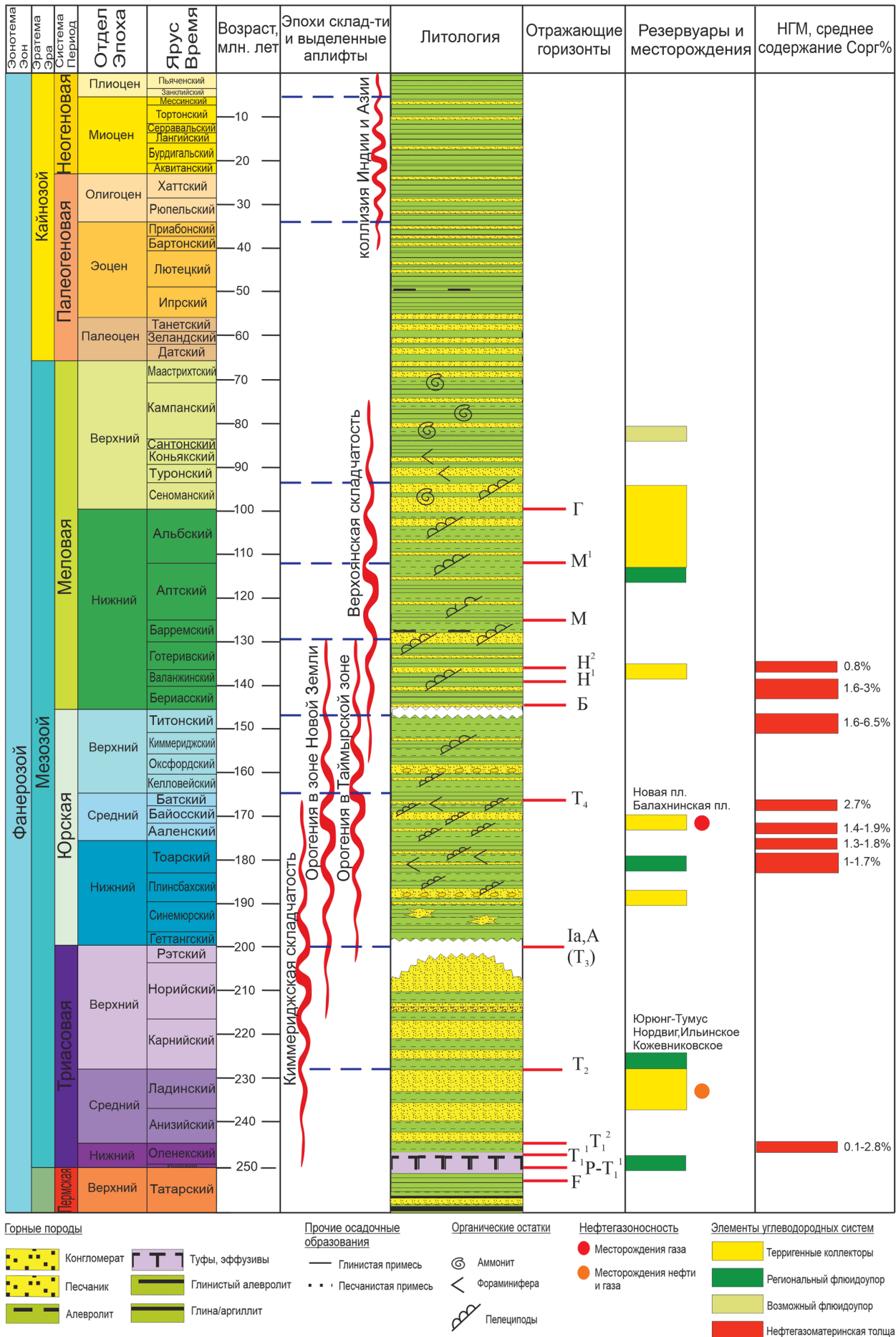


Рис. 1. Сводная литостратиграфическая колонка восточной части Енисей-Хатангского прогиба с указанием основных ОГ, интервалов НГМТ, коллекторов и флюидоупоров (по Грамберг и др., 2004; Глаголев и др., 1994; с изменениями)

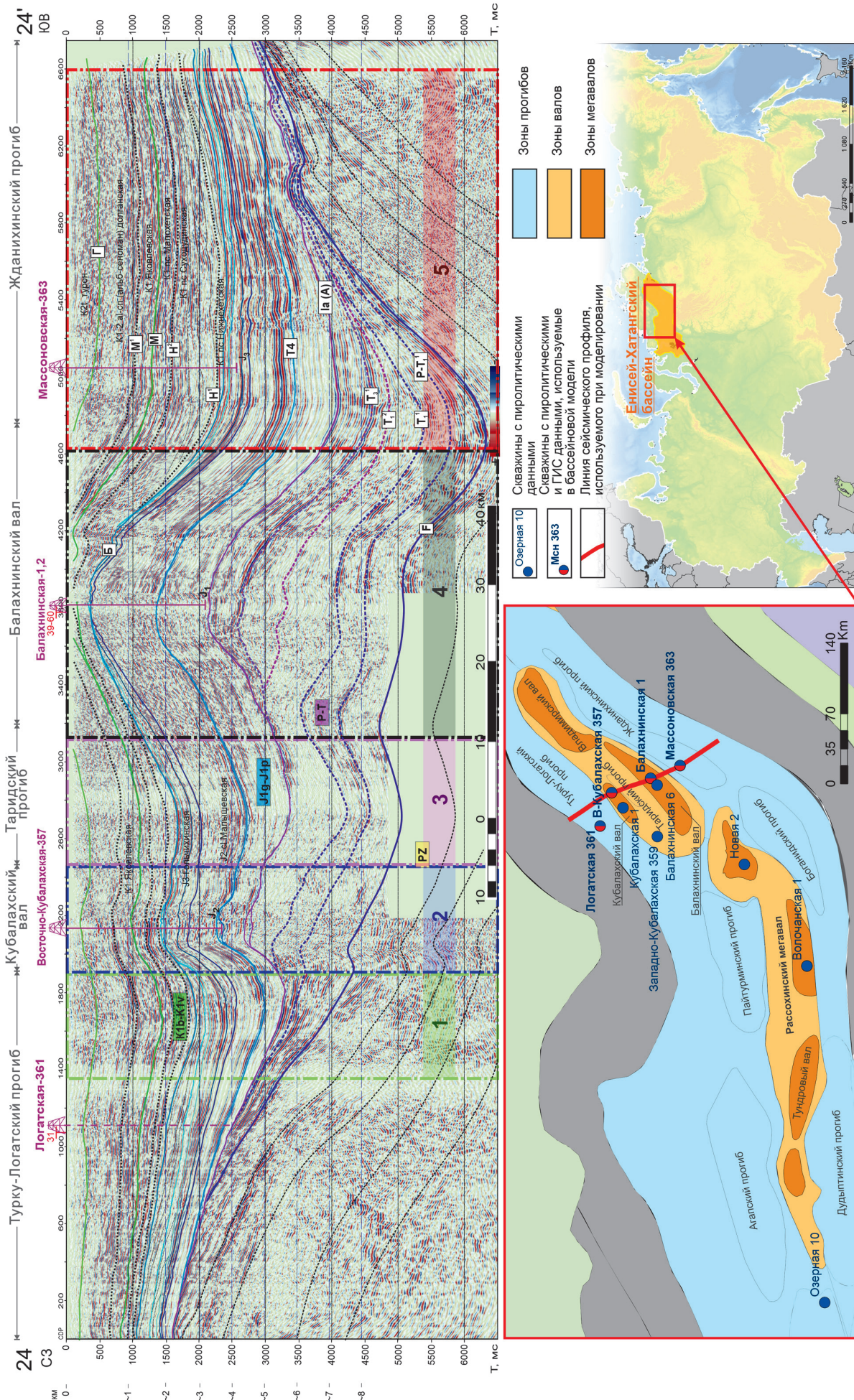


Рис. 2. Исследуемый сейсмогеологический профиль и тектоническая схема с указанием используемого фактического материала

Наиболее эффективным методом расшифровки геологической эволюции осадочного бассейна является построение серии палеопрофилей. Их построение базируется на методе мощностей, согласно которому мощность отложений является прямым показателем амплитуды прогибания, т.к. именно погруженные зоны в процессе седиментации заполняются осадками (Мухин и др., 2011). При этом условно принимается, что к концу периода накопления слоя погруженная зона полностью заполняется осадками, а поверхность слоя имеет выровненное горизонтальное положение. Таким образом, построение каждого палеопрофиля ведется путем откладывания вниз от горизонтальной линии (принятой за нулевую поверхность) мощности исследуемой толщи. За мощность пласта в данном случае принимают расстояние между верхней и нижней его границей по вертикали. Первый палеопрофиль строится для самой древней толщи. При построении следующего палеопрофиля от нулевой поверхности откладывается мощность более молодого пласта, а мощности более древних толщ постепенно наращиваются от нижней границы пласта вниз. Подобный алгоритм действий повторяется при построении последующих профилей до получения современного разреза. Кроме того, учитываются особенности консидемтационного осадконакопления, т.е. налегания отложений во время формирования инверсионных валов.

Заложение Енисей-Хатангского регионального прогиба произошло в раннетриасовое время в результате отчленения Таймырского сегмента от Сибирской платформы на север под воздействием мантийного плюма (Фомин, 2013). Дальнейшее поэтапное развитие бассейна было изучено посредством построения палеопрофилей, способствовавшее выделению этапов погружения и воздымания исследуемой территории.

На протяжении ранней и средней эпох триасового периода происходило постепенное погружение осевой части прогиба (рис. 3). На рубеже среднего и позднего триаса формирование складчатости в Турухано-Норильской зоне Сибирской платформы привело к активизации процессов воздымания и в западной части Енисей-Хатангского прогиба. Активный рост валов амплитудой до 1.5 км наблюдается преимущественно по северному склону прогиба, в то время как на южном склоне отмечается лишь небольшое воздымание до 0.5 км (рис. 3б). В результате данной активизации ось погружения бассейна сместилась в юго-восточном направлении к Сибирской платформе, что привело к формированию прогиба с обособлением двух депоцентров.

В позднеэриасовое время произошла следующая активизация тектонических процессов, приведшая к воздыманию преимущественно осевой части бассейна (рис. 3в) и эрозии большей части относительно маломощных позднеэриасовых отложений.

Геологическое развитие бассейна и накопление осадочной толщи в юрское время происходило на фоне активного погружения. Формирование симметричного прогиба началось в раннеюрскую эпоху (рис. 4), продолжая унаследованное развитие и в среднеюрскую эпоху, которая связана с формированием вымско-лайдинской, леонтьевской и мальшевской толщ (рис. 4).

На конец средней эпохи юрского периода пришлось предкелловейская фаза складчатости, заложившая начало

постепенного роста Балахнинского инверсионного вала. Предкелловейская фаза, помимо Енисей-Хатангского бассейна также проявилась на территории Западной Сибири и Таймыра (Карагодин, 1980; Атлас. Геология и нефтегазоносность..., 2004), бассейнов Баренцева (Суслова, 2013) и Карского (Курасов, 2015) морей. Данная фаза складчатости не видна на профиле выравнивания среднеюрской мальшевской свиты (рис. 4), однако становится заметна при построении палеопрофиля на момент накопления таначинской позднеюрской формации гольчихинской серии (рис. 4). Здесь мощность таначинской формации сокращается до нуля в центральной части профиля. А наличие углового несогласия и срезания в кровле формации на сейсмических профилях (рис. 5) подтверждает наличие воздымания и эрозии в предкелловейское время на рубеже средней и поздней эпох юрского периода. Величина эрозии максимальна в пределах Балахнинского вала (достигает 280 м) и значительно сокращается к периферии (40–80 м), до минимальных значений в краевых частях профиля.

Важно отметить, что на протяжении всего юрского периода территория испытывала общее погружение. В рассматриваемом сечении Енисей-Хатангский прогиб имел симметричную форму, а наиболее глубокая часть морского бассейна располагалась в его центральной осевой части. Орогения Верхояно-Чукотской области в келловейское время привела к возникновению обстановок сжатия (Афанасенков и др., 2016), активизировавших рост линейных инверсионных валов, вытянутых вдоль оси погружения бассейна. Позднеюрскому воздыманию была подвержена главным образом центральная часть прогиба. К бортам амплитуда аплифта постепенно уменьшалась до полного отсутствия.

Согласно профилю выравнивания на кровлю гольчихинской серии (рис. 4), формирование которой завершилось в бериасском веке раннего мела, аплифт составил около 340 м и привел к росту Балахнинского вала. По направлению к бортам амплитуда аплифта сокращается, составляя 50 м в районе Кубалахского вала. Наличие несогласия на рубеже юрской и меловой систем маркируется на сейсмической картине в виде срезания отражений по ОГ Б (рис. 6).

Выделение районов, подверженных аплифту и эрозионному срезанию на рубеже юрско-мелового периода, также позволяет выделить области, где высокоуглеродистые отложения гольчихинской свиты вероятно накапливались, но были срезаны в результате воздымания. Активизация инверсионных валов привела к срезанию главным образом верхней части гольчихинской толщи, где нефтематеринские прослои встречаются наиболее широко. Поэтому верхнеюрские высокоуглеродистые формации выделяются преимущественно в межинверсионных и заинверсионных прогибах, незначительно подверженных воздыманию и действию эрозионных процессов (рис. 4, 6).

Активизация роста валов также отражается в характере распространения позднеюрских клиноформ, направленных с севера (рис. 7). Клиноформенные тела, зафиксированные в разрезе гольчихинской серии, имеют узкое распространение в пределах Турку-Логатского прогиба, ограниченное Кубалахским инверсионным валом (рис. 4). Растущие валы препятствовали дальнейшему продвижению одновозрастных им клиноформ.

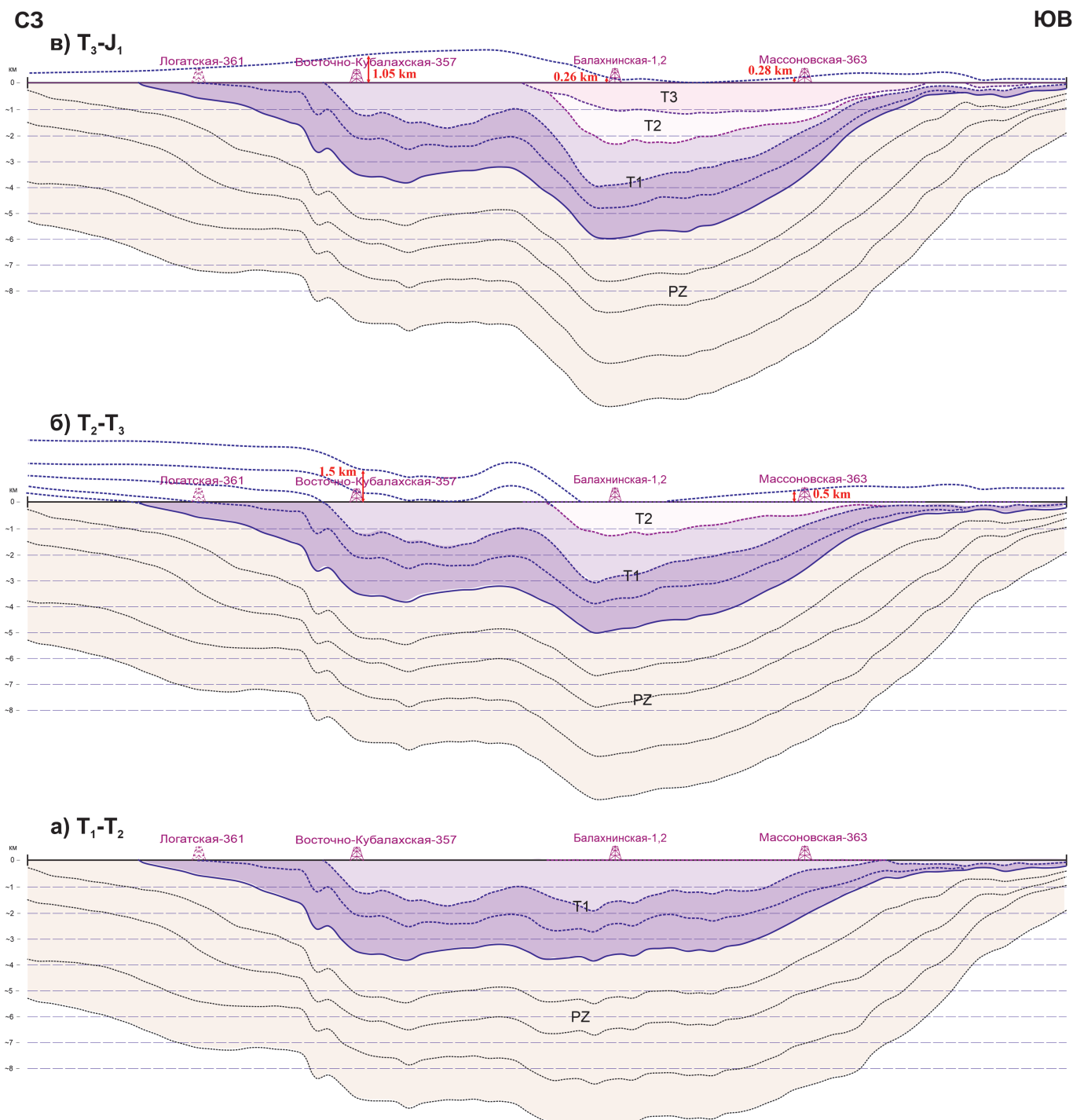


Рис. 3. Серия палео профилей: а) на рубеже ранней и средней эпох триасового периода, б) на рубеже средней и поздней эпох триасового периода, в) на рубеже поздне триасовой и раннеюрской эпох

В меловой период рост инверсионных валов усилился. На рубеже валанжинского и готеривского веков раннемеловой эпохи произошла значительная структурная перестройка, связанная с орогенией Таймырского комплекса. Ось погружения бассейна сместилась от центра к югу в район Жданихинского прогиба (рис. 8). Сюда сносилась преобладающая доля осадков с Сибирской платформы, примыкающей к Енисей-Хатангскому прогибу по южной границе. Постепенное погружение юго-восточной части бассейна и активный снос материала способствовали накоплению мощной (до 1.5 км) клиноформной толщи к югу от Балахнинского вала (рис. 9).

Растущий Балахнинский вал выполнял роль барьера,

препятствующего дальнейшему переносу «сибирского» материала на север. К северу от вала происходило формирование встречных клиноформ, образованных материалом, перенесенным с Таймыра. Изначально здесь также была сформирована достаточно мощная клиноформная толща (до 700–1300 м). Однако под влиянием Таймырского воздымания в готеривское время северная и центральная часть Енисей-Хатангского прогиба значительно приподнялась относительно южной, и большая часть северных клиноформ была эродирована. Подтверждение этому присутствует на сейсмической картине профилей, в виде срезания отражений на северном склоне Турку-Логатского прогиба и Кубалахского и Балахнинского валов (рис. 10).

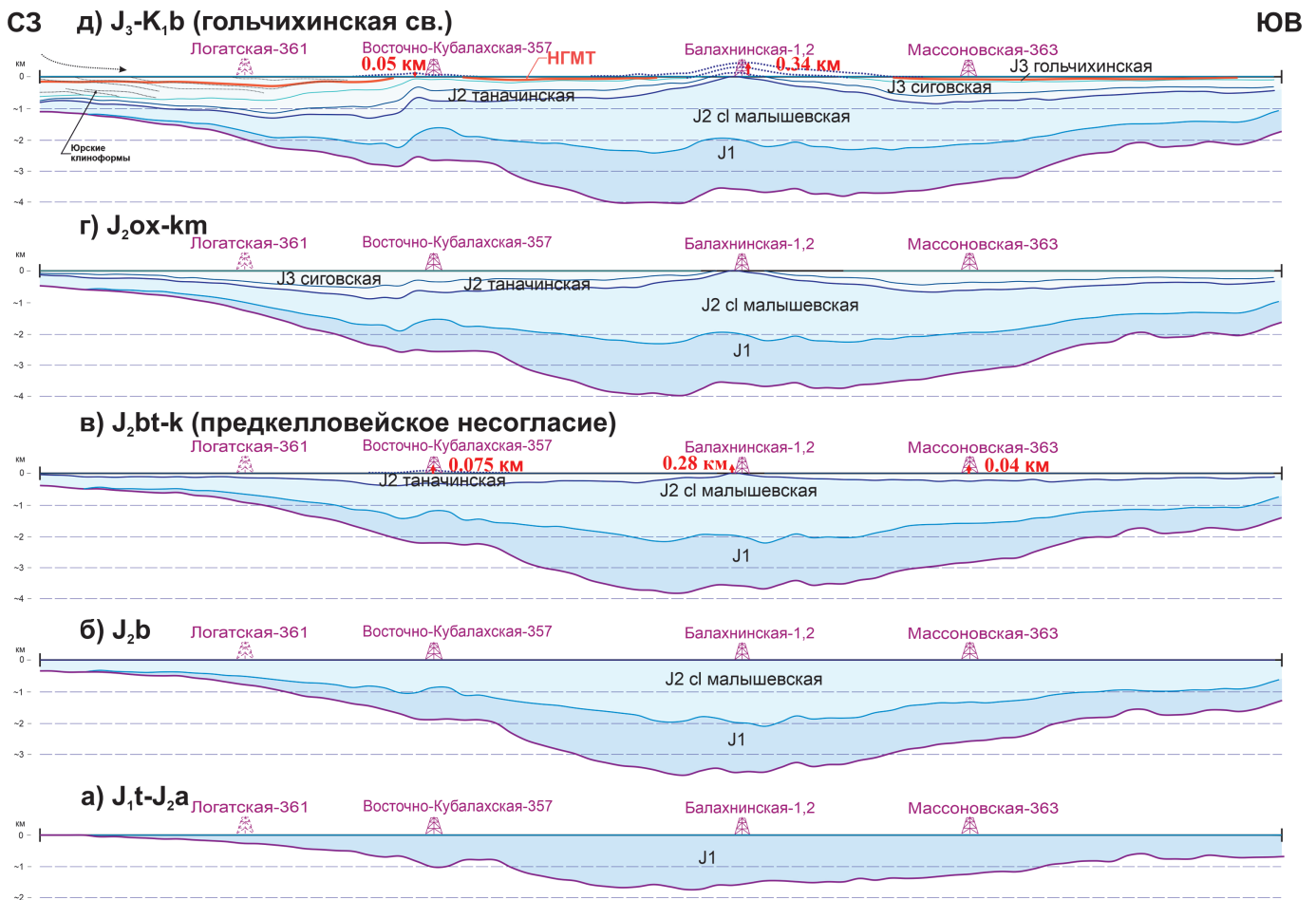


Рис. 4. Серия палеопрофилей: а) на конец раннеюрской эпохи, б) батский век – накопление мальшевской свиты, в) формирование таначинской формации – рубеж батского и келловейского веков среднеюрской эпохи с расчетом величины эрозии, г) на кровлю сиговской формации, д) на кровлю гольчихинской формации с расчетом амплитуды аплифта на рубеже юрского и мелового периодов

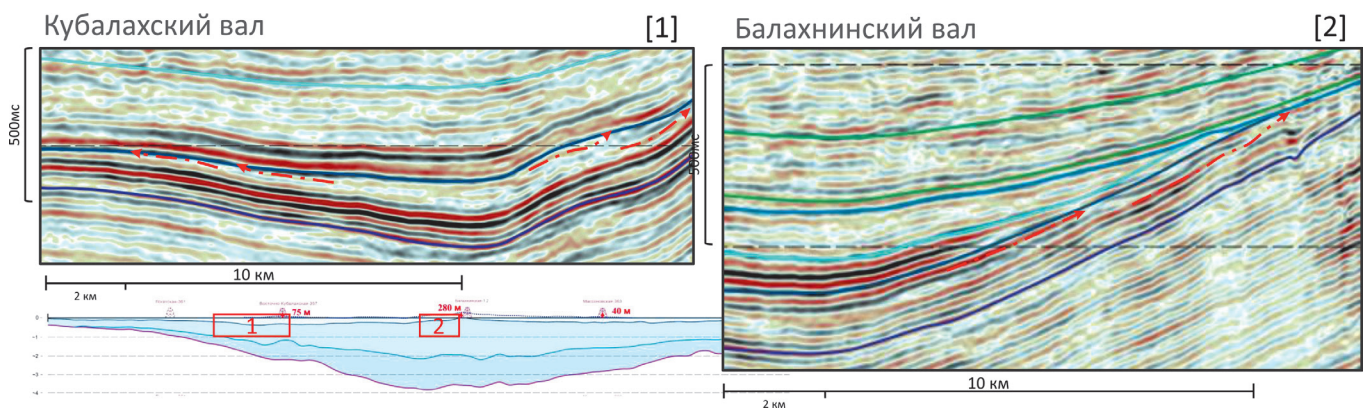


Рис. 5. Примеры эрозионного срезания по кровле таначинской свиты на сейсмическом профиле, подтверждающие наличие предкелловейского воздымания Балахнинского вала и прилегающих территорий

Восстановление палеомощностей позволило рассчитать величину эрозии и амплитуды аплифта в северной части прогиба; она составила от 400 до 800 м (рис. 8). Фактическая мощность свиты в данном районе составляет 300–500 м.

С барремского века раннего мела и до олигоцена палеогенового периода происходило постепенное погружение бассейна, периодически прерываемое короткими фазами сжатия и активизации роста инверсионных валов. Первая выделена на рубеже барремского и аптского веков. Предапское несогласие выявлено в разрезах сейсмических профилей (рис. 8), а также при построении палеопрофиля.

Согласно профилю выравнивания на кровлю малохетской свиты амплитуда аплифта достигает 300 м в районе Балахнинского вала, плавно сокращаясь к краевым прогибам (рис. 8).

Предальбский аплифт, рассчитанный при построении профиля выравнивания на кровлю яковлевской свиты нижнего мела, достигал 400 м на Балахнинском валу и 200 м на Кубалахском (рис. 8). Процессам эрозии была подвержена большая территория, по сравнению с предыдущим аплифтом. На сейсмическом профиле наиболее яркие примеры эрозионного срезания наблюдаются в районе Кубалахского поднятия (рис. 11).

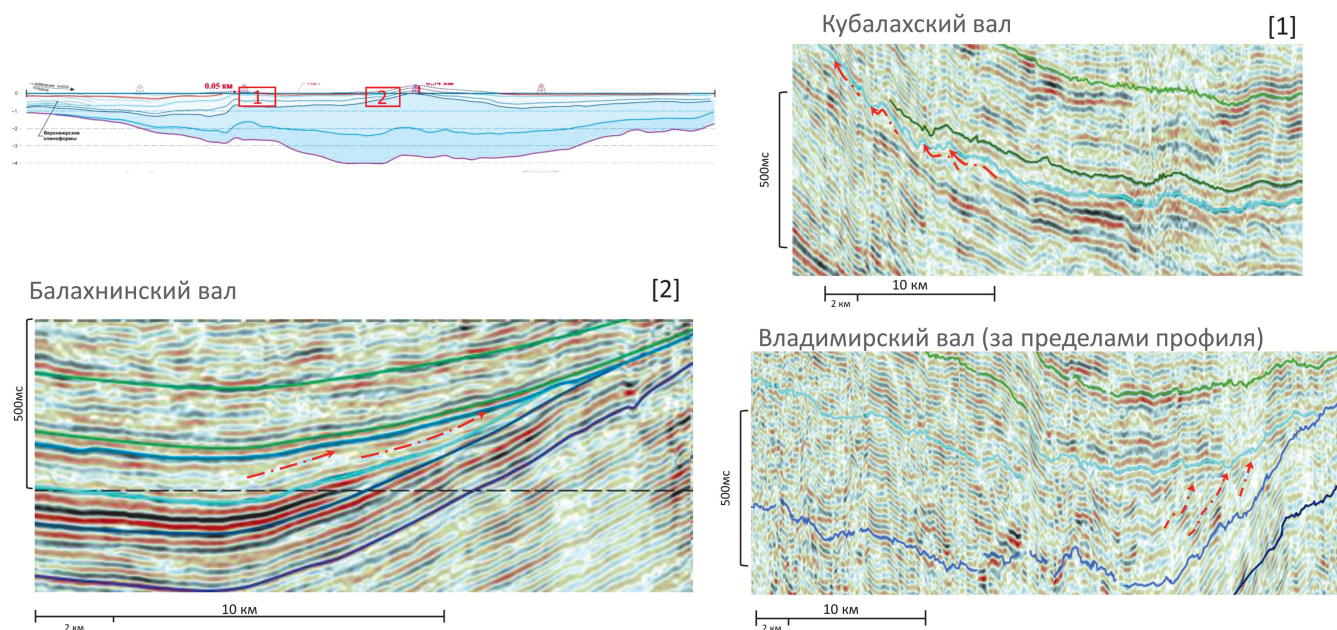


Рис. 6. Примеры эрозионного срезания по кровле гольчихинской свиты на сейсмическом профиле, подтверждающие наличие воздымания на рубеже юрского и мелового периодов

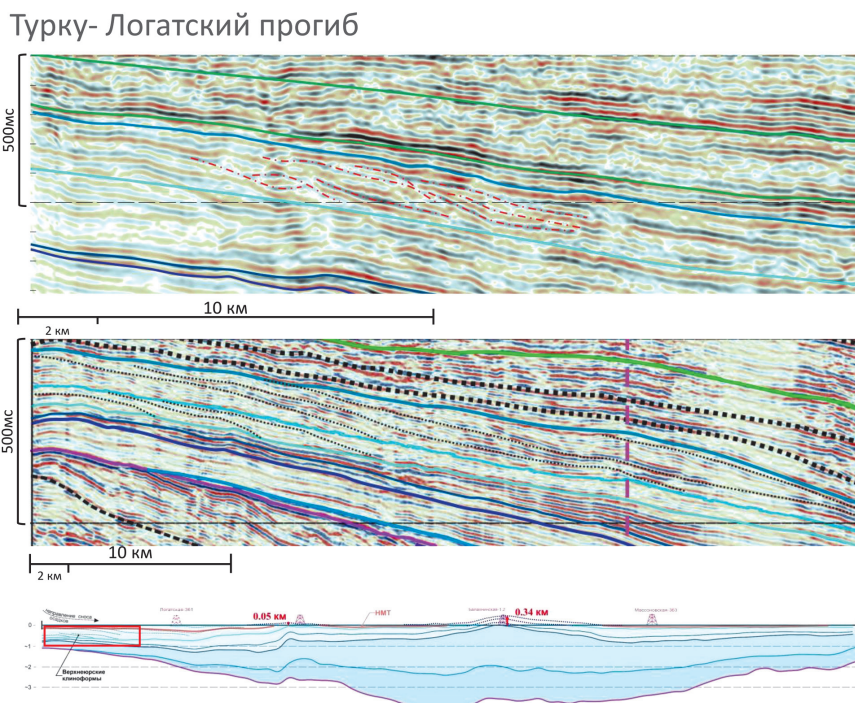


Рис. 7. Примеры выделения клиноформных тел на сейсмической картине в пределах северного склона Турку-Логатского прогиба

Воздымание в начале позднемеловой эпохи также затронуло осевую часть инверсионных валов (рис. 8). Согласно профилю выравнивания на кровлю долганской свиты, постсеноманский аплифт по величине схож с предаптским.

Значительная активизация тектонических процессов произошла в кайнозойское время. Аплифт на рубеже эоценовой и олигоценовой эпох по расчетам достигал 1.3 км в районе Балахнинского вала, сокращаясь до 0.5 км к периферии в районе Кубалахского вала, до полного отсутствия на склонах краевых прогибов (рис. 12). Эрозия способствовала размыву толщи верхнемеловых и палеоцен-эоценовых отложений. Завершающая фаза воздымания произошла в неогене и составила порядка 0.35–0.5 км (рис. 12).

Выявленные рубежи структурных перестроек и характерные им величины эрозий в дальнейшем использованы при построении бассейновой модели. Полученные величины аплифтов, загруженные в модель, представлены в табл. 1.

Анализ влияния аплифтов на работу углеводородных систем методом бассейнового моделирования

Одним из результатов бассейнового моделирования является расчет модели, позволяющей оценить распределение температур по разрезу и выявить очаги газо- и нефтегенерации. Верификация тепловой модели происходит за счет ее калибровки на значения пластовых температур

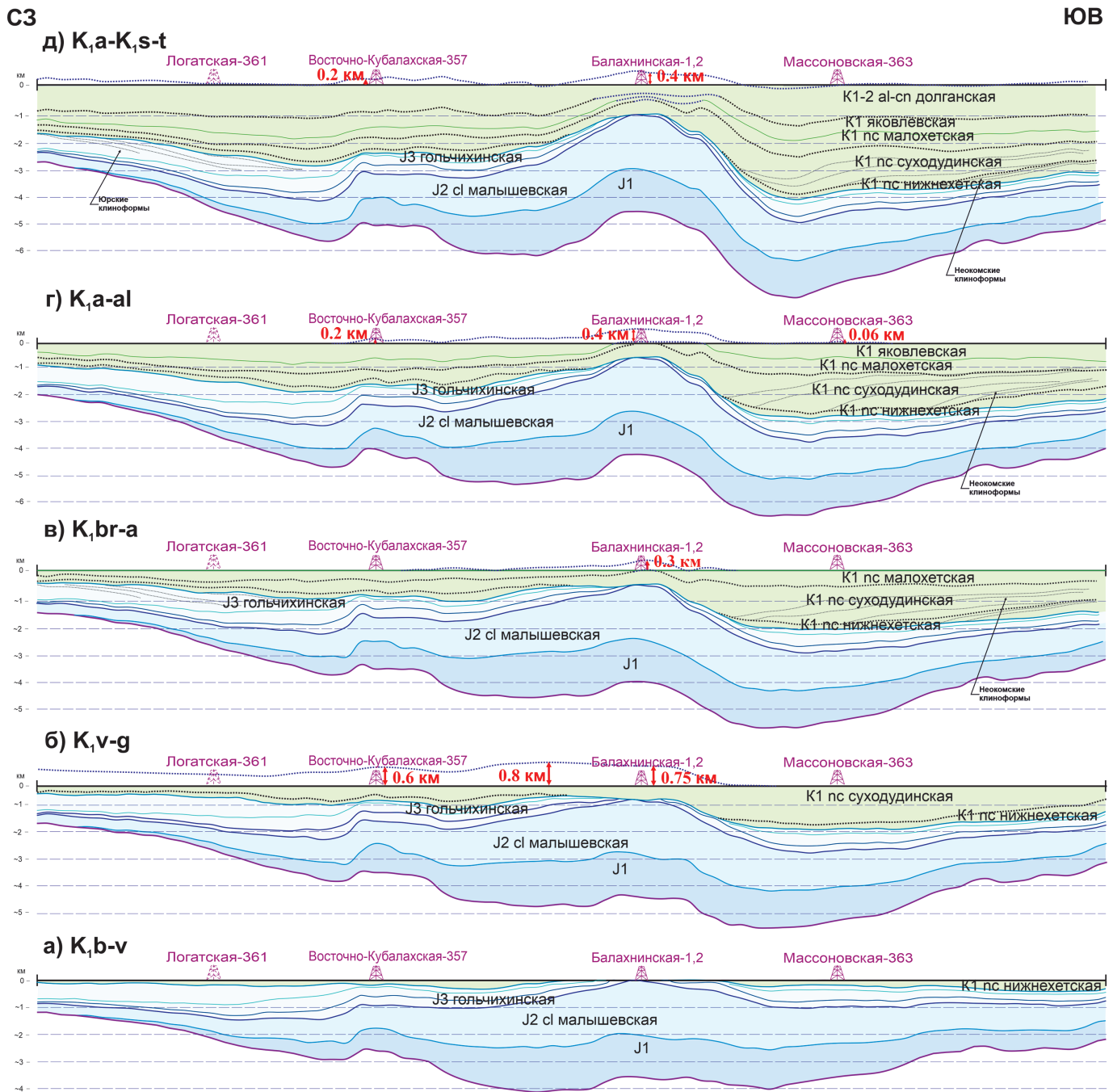


Рис. 8. Серия палео профилей: а) на рубеже берриасского и валанжинского веков раннемеловой эпохи, б) на рубеже валанжинского и готервисского веков раннемеловой эпохи, в) на рубеже барремского и аптского веков раннемеловой эпохи, г) на рубеже аптского и альбского веков раннемеловой эпохи, д) на рубеже альбского века раннемеловой эпохи и сеноманского, туронского веков поздне меловой эпохи

и показателя отражения витринита. Корреляция расчетных температурных значений (наклонные линии, рис. 13) с фактическими данными (точечные замеры, рис. 13) подтверждает корректность ее расчета.

Современные очаги нефтегазогенерации, приуроченные к прогибам и межсводовым впадинам, обусловлены текущим тектоническим строением территории. Главная зона нефтеобразования (ГЗН), соответствующая стадиям градации катагенеза МК₁-МК₃ и R° 0.5–1.15 %, распространяется по профилю неравномерно: в пределах валов и межсводовых впадин ГЗН располагается на глубинах от 3 до 5 км, в пределах крупного вала – 2.5–3.0 км. Главная зона газообразования (ГЗГ), с грациями катагенеза от МК₄ до АК₂ и R° от 1.15 до 2 %, приурочена к глубинам 6–7 км в пределах сводов и межсводовых впадин и 4–5 км

в пределах крупного вала (рис. 14).

Однако такое распределение очагов генерации было не всегда. В процессе эволюции бассейна их положение смещалось как по вертикали, так и по латерали, захватывая различные по возрасту НГМТ.

Далее рассмотрены свойства основных НГМТ и этапы их работы (генерации и эмиграции УВ-флюидов), напрямую связанные с этапами погружения и значительных структурных перестроек исследуемой территории.

Нижнетриасовые НГМТ

Формирование нижнетриасовых НГМТ происходило при конфигурации бассейна, отличной от современной. В триасовый период бассейн представлял собой глубокий прогиб, с двумя обособленными депоцентрами (рис. 3).

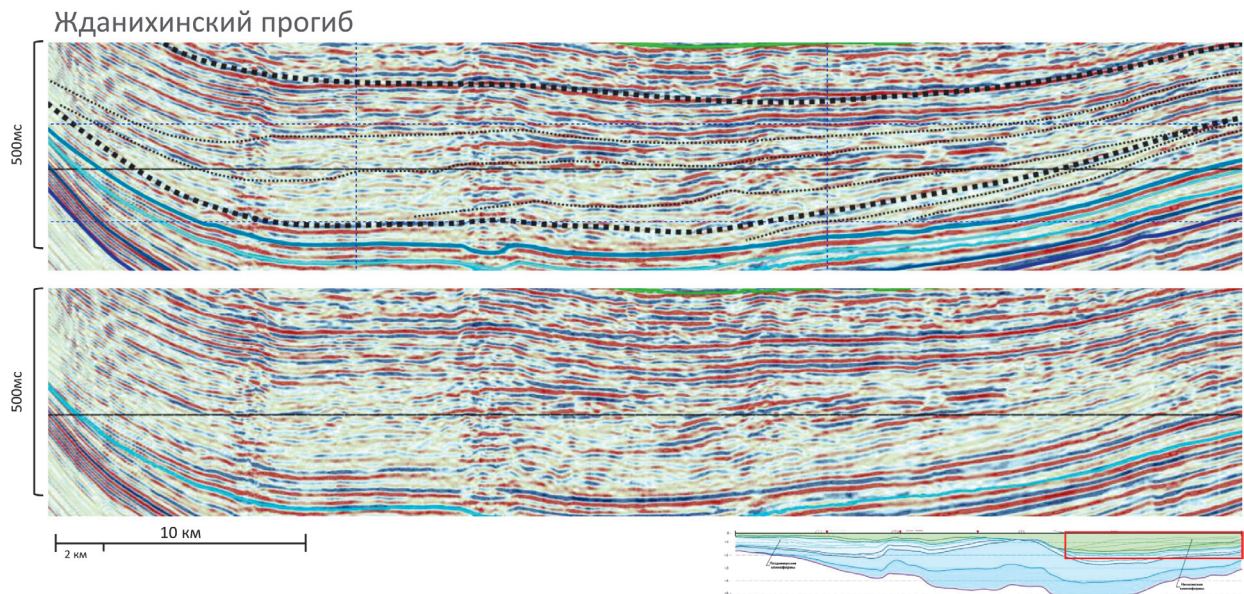


Рис. 9. Интерпретация клиноформенной толщи на юге от Балахнинского вала (Жданихинский прогиб)

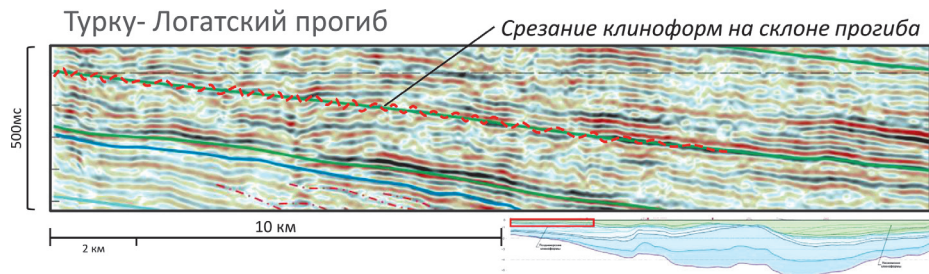


Рис. 10. Пример эрозионного срезания по кровле суходудинской свиты на северном склоне Турку-Логатского прогиба

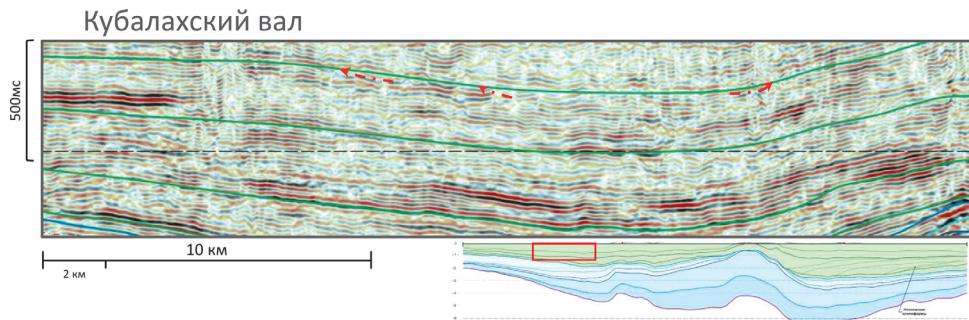


Рис. 11. Пример эрозионного срезания по кровле яковлевской свиты в районе Кубалахского поднятия

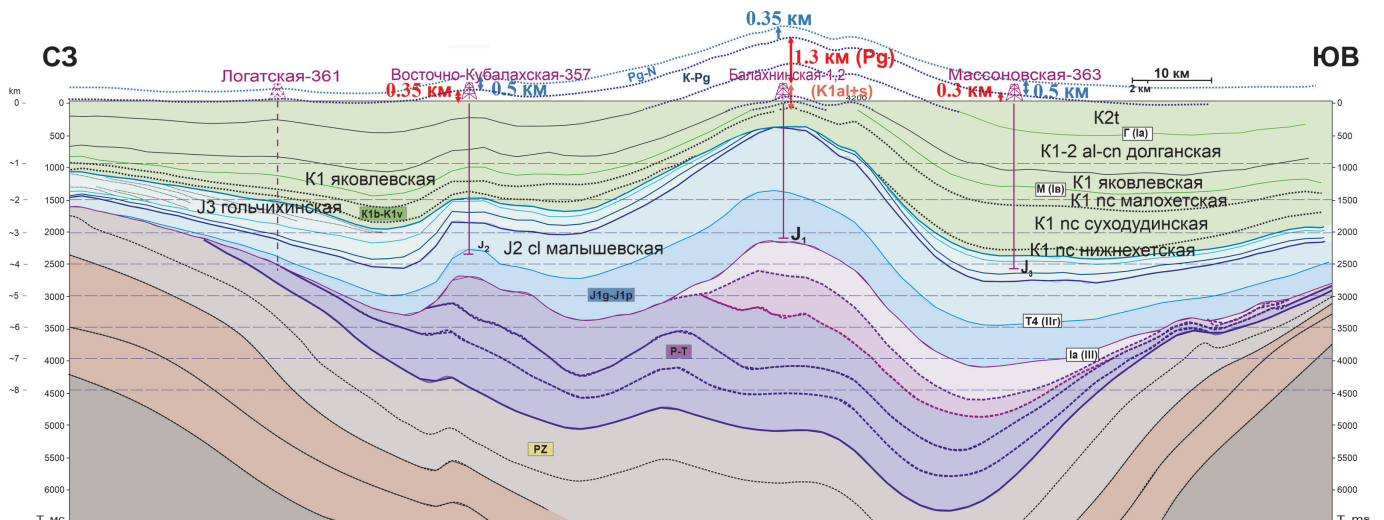


Рис. 12. Расчет кайнозойских аплицтов на основе интерпретации современного профиля

Амплифт	Значения амплитуд амплифтов, км			
	Турку-Логатский прогиб	Кубалахский вал	Балахнинский вал	Жданихинский прогиб
Pg-N	0.5	0.5	0.35	0.5
Pg	0	0.35	1.3	0.3
K _{1a} -K _{1s} -t	0	0.2	0.4	0
K _{1a} -al	0	0.2	0.4	0.06
K _{1br} -a	0	0	0.3	0
K _{1g}	0	0.6	0.75	0
J ₃ tt-v	0	0.05	0.34	0
J ₂ bt-k	0	0.075	0.28	0.04
T ₃ -J ₁	0	1.05	0.26	0.28
T ₂ -T ₃	0	1.5	0	0.5

Табл. 1. Сводная таблица значений амплифтов и эрозий, оцененных при проведении палеореконокструкций

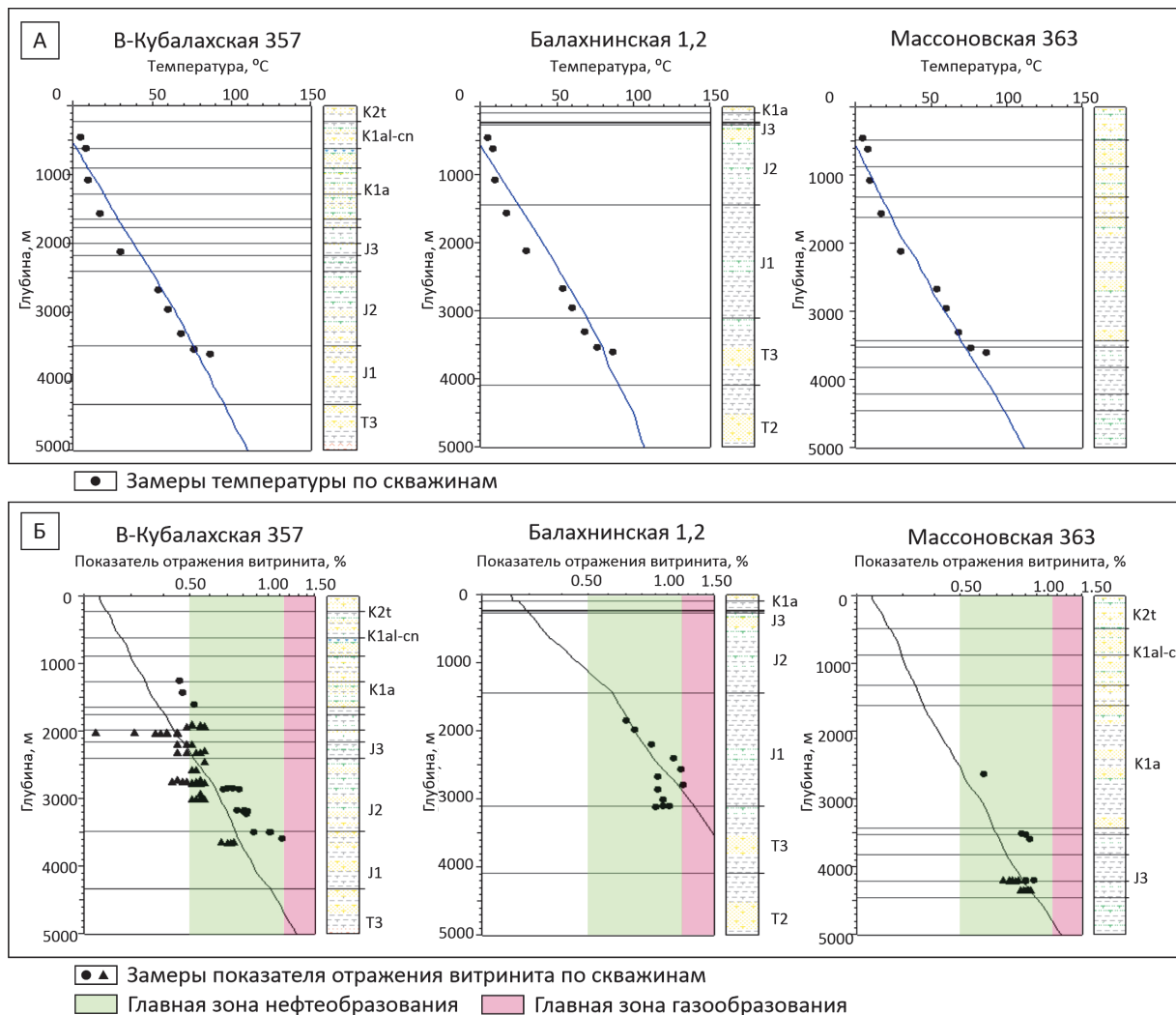


Рис. 13. Сопоставление расчетной температурной модели с фактическими замерами пластовых температур (А) с показателем отражения витринита (Б)

Свойства материнских пород изучены по немногочисленным образцам керна скважин Логатской и Волочанской площадей, расположенных (предположительно) в прибортовых зонах палеопроггиба.

Среднее содержание органического углерода здесь составляет 1 % на породу. Выделяются также редкие метровые прослои черных аргиллитов, где концентрация Сорг превышает 10 % на породу. Однако низкие значения водородного индекса 100–140 мгУВ/г Сорг при высоких

Т_{мах} 440 °С характеризуют эти толщи как преимущественно газоматеринские (рис. 15) (Афанасенков, 2019).

Согласно результатам бассейнового моделирования, генерация УВ-флюидов триасовыми НГМТ началась в различных очагах в разное время: с поздне триасового по позднеюрское. Нижнетриасовые НГМТ в наиболее погруженных на тот момент зонах (зоны 2–4, рис. 4) вошли в ГЗН в среднем триасе, в ГЗГ – на рубеже позднего триаса (рис. 16). Толщи на склонах палеопроггиба вошли в ГЗГ

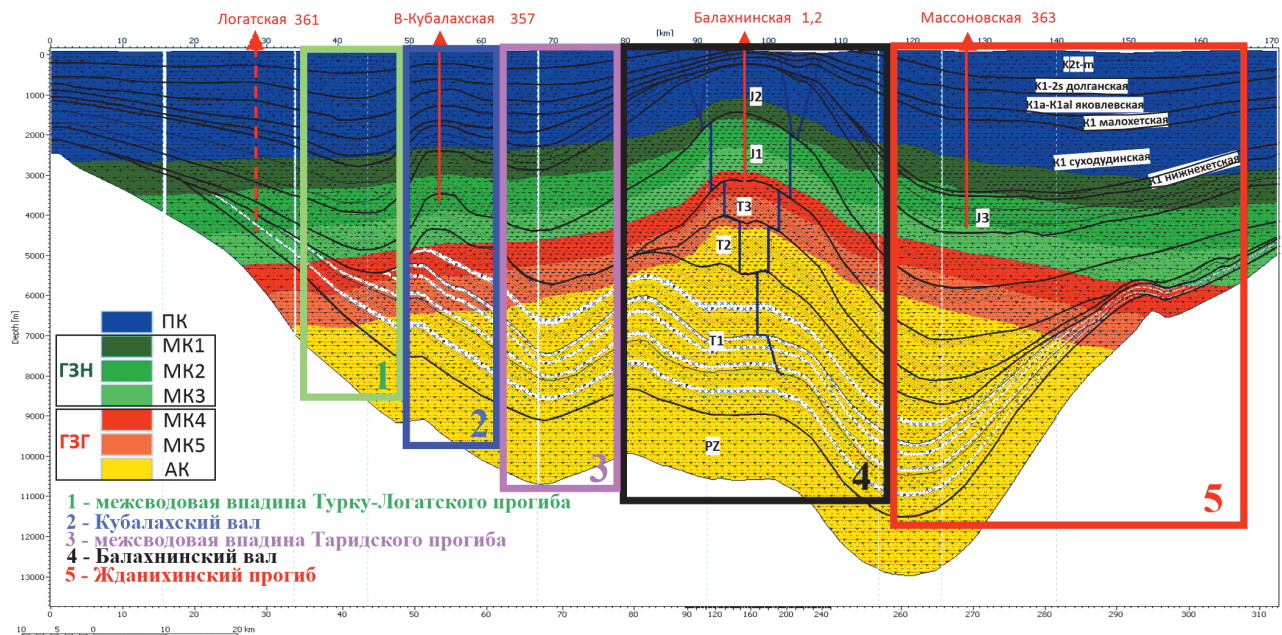


Рис. 14. Модель термической преобразованности разреза, согласно значениям показателя отражения витринита, с разделением разреза на рассматриваемые в работе зоны

в период юрского-раннемелового периодов (зоны 1, 5 на рис. 16). Эмиграция УВ продолжалась с конца среднего триаса до конца позднего мела и достигла пика в ранне-среднеюрское время.

Генерация и эмиграция УВ-флюидов нижнетриасовыми НГМТ прекращались в период крупных перестроек, которые в триасовый период имели широкое распространение и амплитуду (рис. 4). Ввиду активных тектонических движений отсутствовали условия для аккумуляции и сохранности триасовых флюидов, поэтому значительное количество углеводородов мигрировало и рассеивалось.

На данный момент нижнетриасовые НГМТ достигли стадий МК₅-АК в наиболее погруженных зонах и практически полностью исчерпали свой нефтегазогенерационный потенциал, их степень трансформации составляет 90–100 % (рис. 16). Способность генерации сохранилась только в прибортовых зонах, характеризующихся степенью катагенеза МК₁-МК₂ (при T_{max} 440–450 °C)

по данным скважин, т.к. в триасовое время в результате структурных перестроек они вышли из ГЗН и прекратили генерацию, тем самым сохранив свой потенциал. Генерация УВ-флюидов здесь возобновилась позднее в мезозойское время (рис. 16, где стрелками показана миграция флюидов из триасовых НГМТ в прибортовых зонах).

Нижнеюрские НГМТ

Формирование *нижнеюрских* НГМТ происходило на фоне равномерного симметричного погружения бассейна, что отражается в схожих концентрациях Сор_г варьирующих от 0.7 до 1.6 % как в зонах крупных поднятий (скважины Балахнинская-1 и Новая-2, рис. 17), так и небольших валов (Кубалахская-1) (Афанасенков, 2019).

Нижнеюрские НГМТ характеризуются различной степенью преобразованности, отвечающей нефтяному окну в пределах сводов и крупного вала и газовому

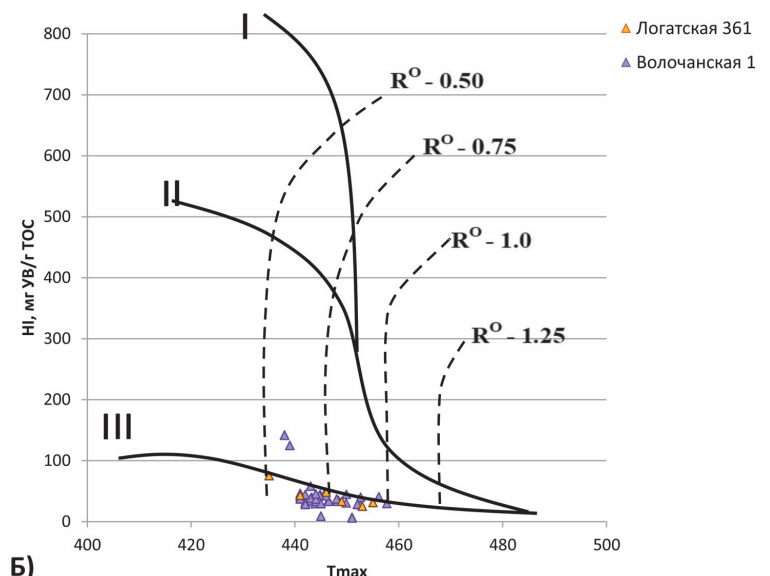
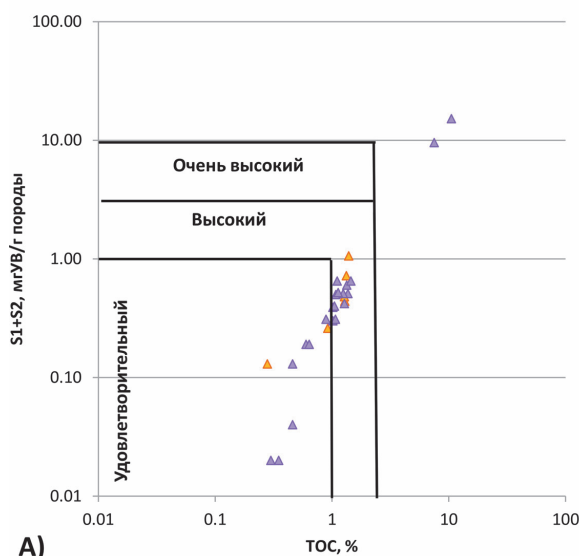


Рис. 15. Отношение общего генерационного потенциала к концентрации Сор_г % (а) и модифицированная диаграмма HI-Tmax (б) триасовых нефтегазоматеринских отложений

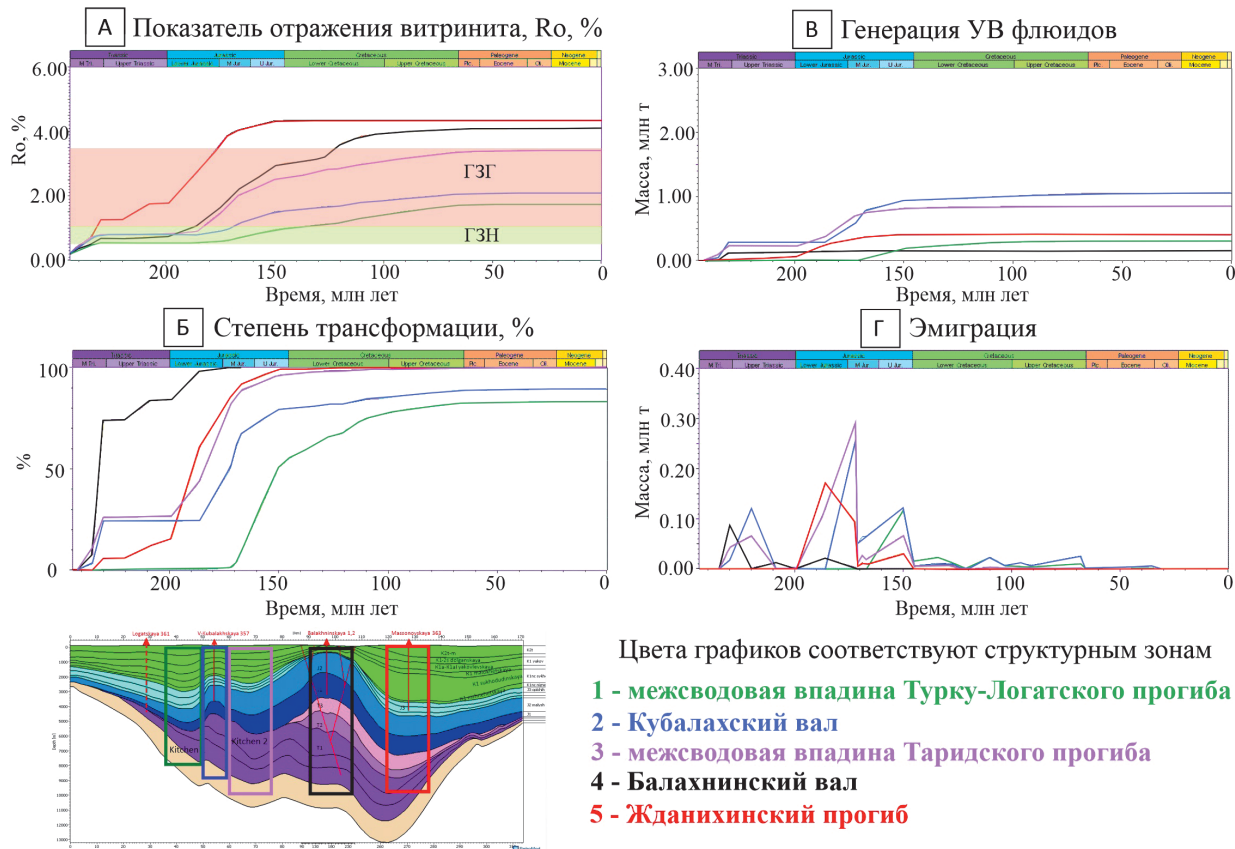


Рис. 16. Изменение основных параметров НГМТ во времени: А) показатель отражения витринита; Б) степень преобразованности; В) количество сгенерированных УВ-флюидов; Г) эмиграция УВ из НГМТ

окну в наиболее погруженных областях – впадинах, по значениям показателя отражения витринита (рис. 18а). В районах крупных поднятий НГМТ характеризуются меньшей преобразованностью (T_{max} 450–465 °С), что соответствует грациям $МК_2$ – $МК_3$. Значения водородного индекса варьируют от 110 до 190 мг УВ/г Сор_г, а по углеводородно-генерационному потенциалу данные материнские толщи характеризуются как удовлетворительные, преимущественно газоматеринские (рис. 17). В районе Кубалахского вала значения водородного индекса

достигают 210 мг УВ/г Сор_г при T_{max} 441–445 °С ($МК_1$ – $МК_2$), что указывает на повышенную долю сапропелевых компонентов в составе ОВ.

Коэффициент трансформации НГМТ достигает 5–60 % в пределах сводов и 70–90 % в пределах впадин, причем его наибольшие значения характерны для Жданихинского прогиба (рис. 18б). Генерация УВ началась в ранне-среднеюрское время (рис. 18в), а эмиграция – в позднеюрское время и продолжалась до конца эоцена, прерываясь во времена аплифтов и эрозий (рис. 18г).

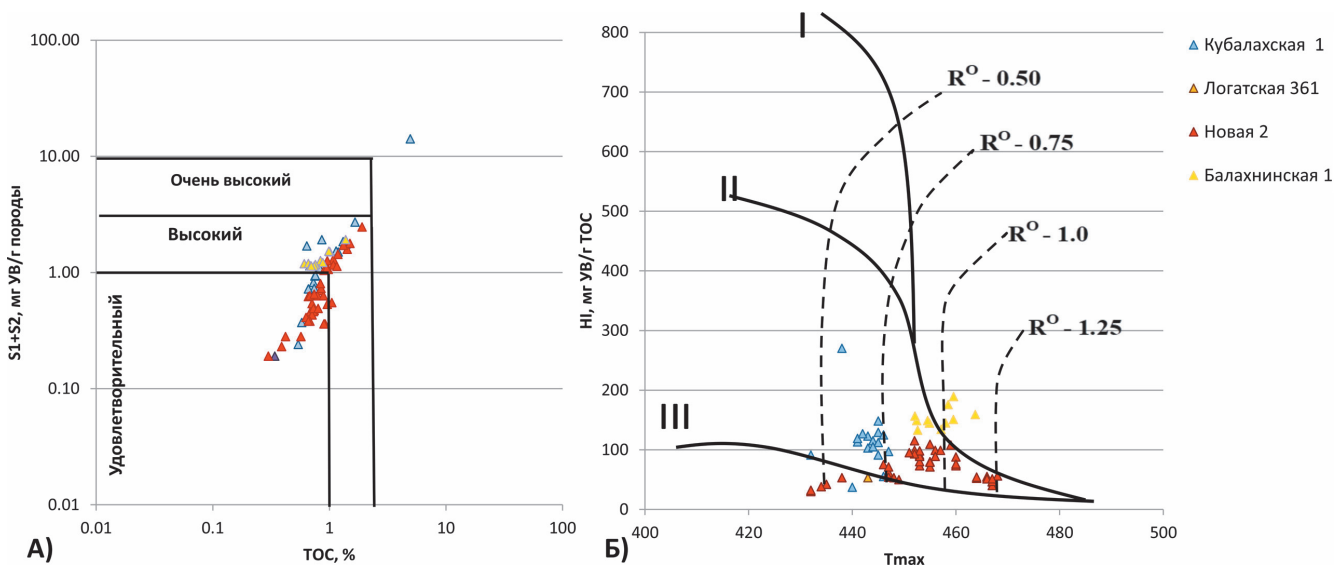


Рис. 17. Отношение общего генерационного потенциала к концентрации Сор_г % (а) и модифицированная диаграмма HI-T_{max} (б) нижнеюрских отложений

Среднеюрские НГМТ

В среднеюрское время продолжалось унаследованное развитие раннеюрского бассейна, а концентрации органического углерода в образованных вымско-лайдинской, леонтьевской и малышевской толщах в среднем составляют 1–3 % (рис. 19а). Максимальное содержание Сор_г приурочено к западной части Кубалахского вала, где достигает 2.5–3.0 %. Зрелость ОВ, охарактеризованных результатами пиролиза районов, изменяется в широких пределах от конца градации катагенеза ПК₃ (T_{max} 424–435 °С) в западной части Кубалахского вала (скв. Западно-Кубалахская-359) до второй половины градации МК₂ (T_{max} 440–445 °С) (рис. 19б) с области скважины Новая 2 (Афанасенков, 2019).

Изменчивость катагенетической преобразованности также прослеживается и по результатам бассейнового моделирования, согласно которому среднеюрские НГМТ приурочены к главной зоне нефтеобразования на большей части территории и достигают ГЗГ лишь в наиболее

погруженных впадинах, где степень их трансформации достигает 55 % (рис. 20а). В остальной части территории степень трансформации варьирует от 5 % в пределах сводов до 45 % в межсводовых впадинах северо-западной части (рис. 20б). Значения водородного индекса (НІ) варьируют от 100 до 200 мг УВ/г Сор_г. Эти величины НІ при данной степени преобразованности свидетельствуют о том, что ОВ среднеюрских отложений в основном представлено гумусовым типом вещества, следовательно, эти толщи преимущественно газопроизводящие.

Генерация УВ флюидов началась в раннемеловое время (рис. 20в). Эмиграция продолжалась с конца раннего мела до конца эоцена, но прерывалась в периоды аплитфов (рис. 20г).

Верхнеюрские НГМТ

В районе исследований отложения верхней юры охарактеризованы керном в районах Жданихинского прогиба (Зона 5, скв. Массоновская-363), Турку-Логатского

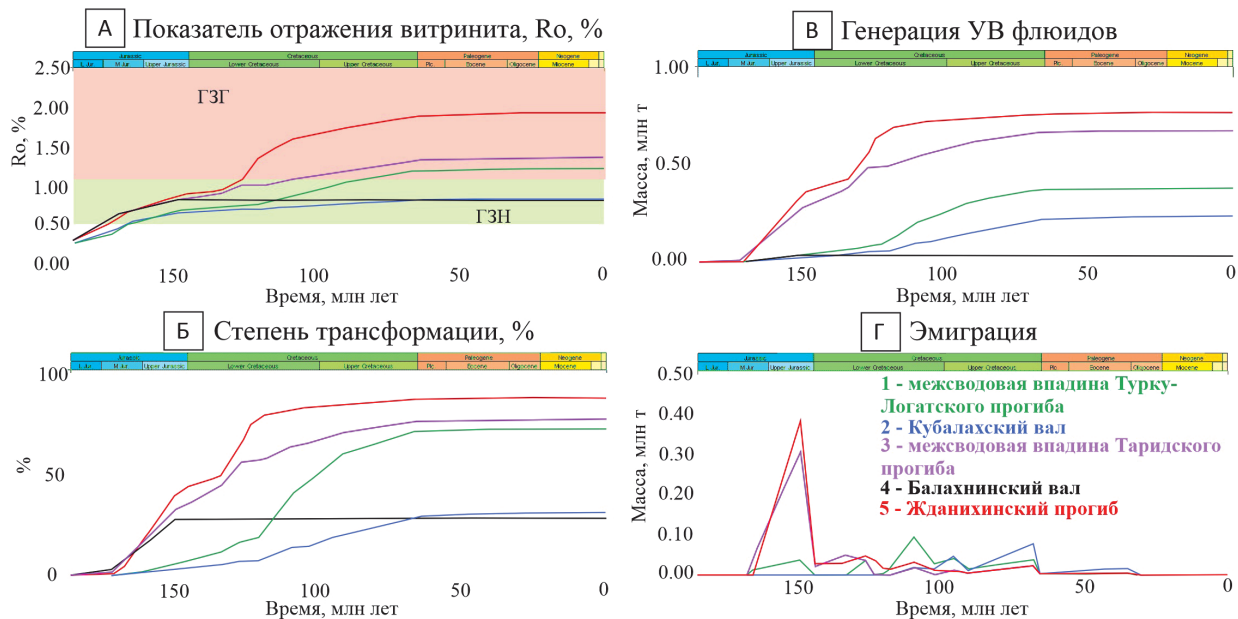


Рис. 18. Изменение основных параметров нижнеюрских НГМТ во времени: А) показатель отражения витринита, Б) степень преобразованности, В) количество сгенерированных УВ флюидов, Г) эмиграция УВ из НГМТ

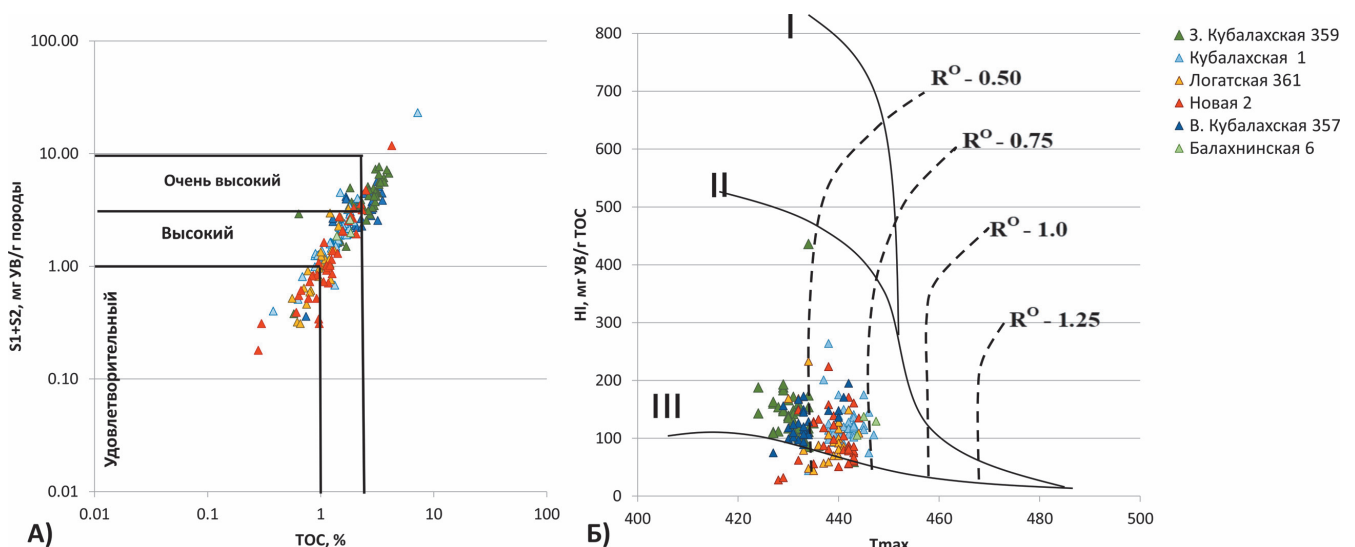


Рис. 19. Отношение общего генерационного потенциала к концентрации Сор_г % (а) и модифицированная диаграмма НІ-T_{max} (б) среднеюрских отложений

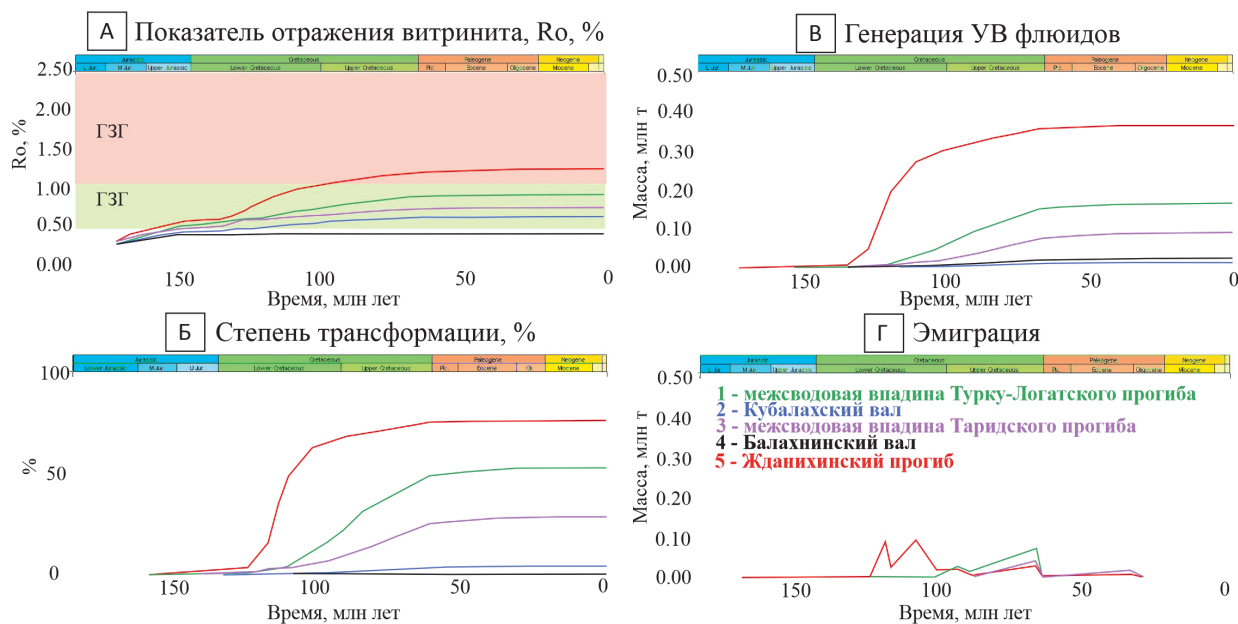


Рис. 20. Изменение основных параметров среднеюрских НГМТ во времени: А) показатель отражения витринита, Б) степень преобразованности, В) количество сгенерированных УВ флюидов, Г) эмиграция УВ из НГМТ

прогиба (Зона 1, скв. Логатская-361) и в пределах Кубалахского вала (Зона 2, скважины Кубалахской площади). Наибольшие концентрации органического углерода наблюдаются в прослое аргиллитов верхнеюрских отложений Жданихинского прогиба (скв. Массоновская-363), где составляют 6 % на породу (рис. 21а) (Афанасенков, 2019). Водородный индекс достигает 250 мг УВ/г Сор_г при катагенетической зрелости, соответствующей градации МК₂ (Т_{мах} 445 °С), что свидетельствует о значительной сапропелевой составляющей (кероген II-го типа) в органическом веществе данных отложений (рис. 21б) и позволяет отнести данные материнские отложения к нефтепроизводящим. Катагенетическая зрелость ОВ верхнеюрских отложений в восточной части Енисей-Хатангского прогиба, за исключением скважины Массоновская-363, соответствует градациям ПК₃-началу МК₁. В отличие от западных площадей в обогащенной пачке аргиллитов органическое вещество здесь имеет незначительные показатели кислородного индекса OI, что свидетельствует

о восстановительных условиях в процессе диагенеза данных пород. По генерационным характеристикам верхнеюрское ОВ скв. Массоновская-363 имеет сходство с одновозрастным ОВ западных районов (как пример - Озерная площадь).

Во время образования верхнеюрской НГМТ сложились благоприятные тектонические условия, связанные с общим погружением территории. Накоплению органики здесь также могла способствовать удаленность от основных источников сноса гумусового материала в то время. Данные отложения, вполне вероятно, могут являться аналогами яновстановской свиты Тазо-Хетского структурно-фациального района, а также верхней части разреза гольчихинской свиты Гыданского района. Однако последующее воздымание, происходившее на рубеже юрского и мелового периодов, способствовало разрушению НГМТ в районах современных валов (модель эрозии НГМТ показана на рис. 4), поэтому распространение отложений, схожих по геохимическим характеристикам

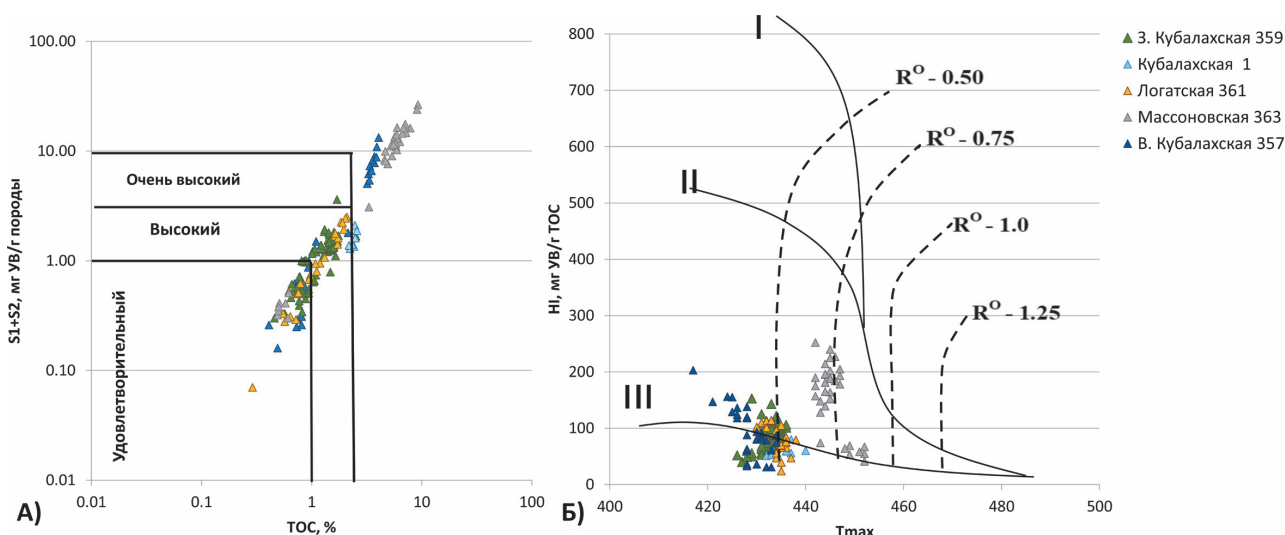


Рис. 21. Отношение общего генерационного потенциала к концентрации Сор_г % (а) и модифицированная диаграмма HI-Tmax (б) верхнеюрских отложений

с верхнеюрскими аргиллитами Массоновской площади, можно предположить также в пределах осевой зоны Агапского мегапрогиба.

Согласно результатам моделирования, в зону нефтяного окна попадают только НГМТ погруженных зон Жданихинского и Турку-Логатского прогибов (рис. 22а), где степень их трансформации достигает 25 %. Остальные НГМТ за пределами данных впадин являются незрелыми (рис. 22б).

Генерация УВ в Жданихинском прогибе началась в раннемеловое время (рис. 22в), эмиграция – в позднемеловое время и продолжалась до конца эоцена, прерываясь в периоды априфтов (рис. 22г).

Позднеюрское воздымание повлияло не только на формирование верхнеюрских НГМТ, но и на работу ранее образованных НГМТ (их генерацию и эмиграцию). Произошел перерыв в генерации и эмиграции нижнеюрскими НГМТ (рис. 18г), но увеличение миграции преимущественно в пределах инверсионного Балахнинского вала.

Нижнемеловые НГМТ

В меловой период рост инверсионных валов усилился, а структурная перестройка на рубеже валанжинского и готеривского веков привела к смещению депоцентра бассейна от центра к югу в район Жданихинского прогиба, где впоследствии наиболее интенсивно происходило формирование клиноформенной толщи.

ОВ нижнехетской свиты нижнего мела охарактеризовано в пределах Кубалахского вала. Концентрация органического углерода составляет в среднем 1.5–2.0 % (рис. 23). Водородный индекс изменяется от 100 до 190 мг УВ/г Сорг для одной зоны зрелости. Также стоит отметить большие значения кислородного индекса OI, что может говорить об окислении органического вещества на стадии диагенеза. Зрелость ОВ данных отложений в пределах Кубалахского вала соответствует концу градации ПК₃, на что указывают значения T_{max} 428–430 °С.

Нижнемеловые НГМТ находятся в главной зоне нефтеобразования только в пределах Жданихинского

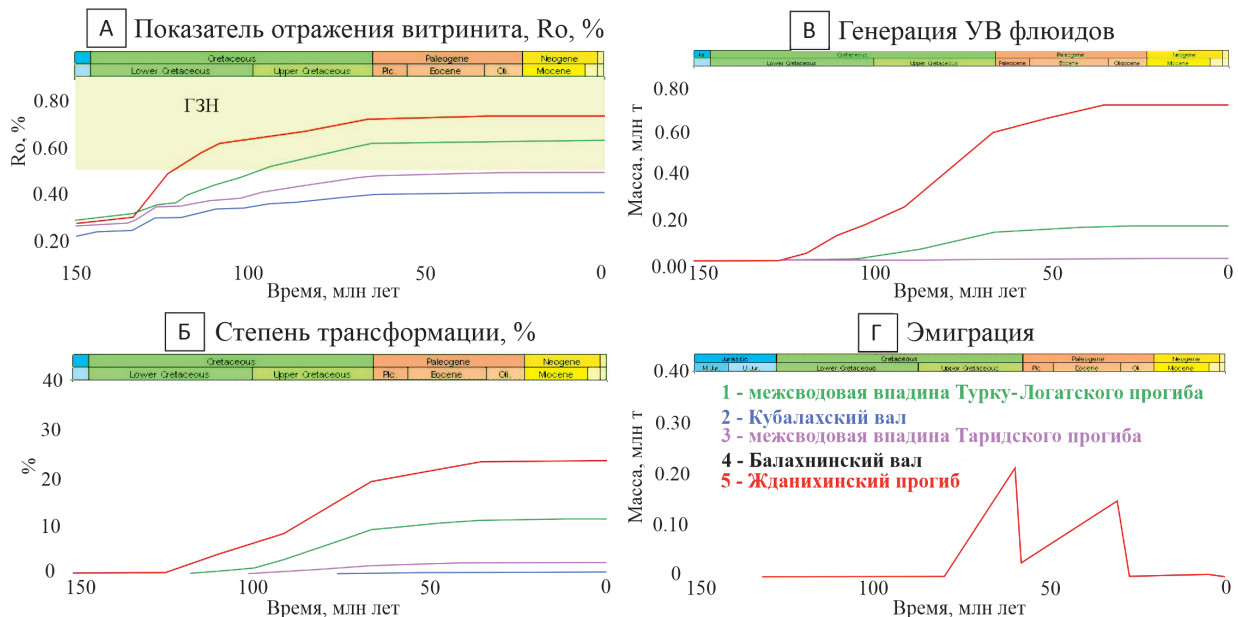


Рис. 22. Изменение основных параметров верхнеюрских НГМТ во времени: А) показатель отражения витринита, Б) степень преобразованности, В) количество сгенерированных УВ флюидов, Г) эмиграция УВ из НГМТ

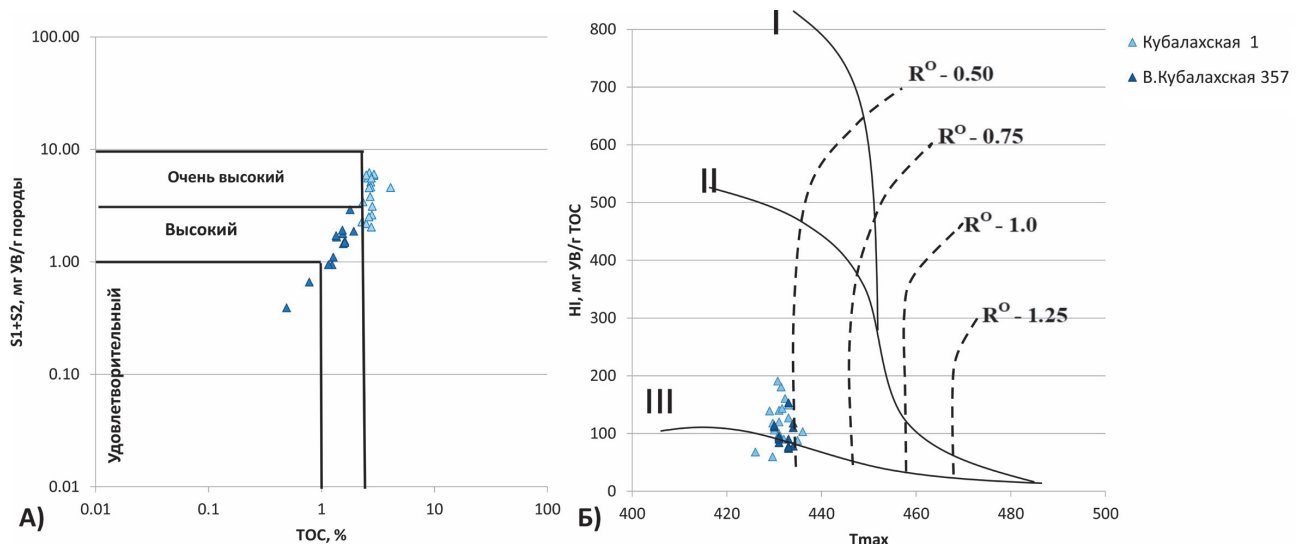


Рис. 23. Отношение общего генерационного потенциала к концентрации Сорг % (а) и модифицированная диаграмма HI-Tmax (б) для нижнемеловых отложений

прогиба (рис. 24а). Генерация УВ флюидов здесь началась в поздне меловую эпоху, но в силу низкой степени зрелости (коэффициент трансформации до 5 %) эмиграция не началась (рис. 24б). В целом вклад меловых НГМТ в нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба незначительный.

Многочисленные и большие по масштабам поздне-меловые-кайнозойские аплифты привели к образованию дизъюнктивных нарушений и зон повышенной трещиноватости преимущественно в пределах Балахинского вала (рис. 25). Это повлияло на снижение сохранности залежей и возникновению локальных тектонически-экранированных ловушек. В пределах Кубалахского вала, наоборот, менее подвергшегося структурным перестройкам в течение мел-кайнозойского времени, наблюдается лучшая

сохранность залежей и наличие пластово-сводовых залежей, близко расположенных к очагам генерации (рис. 25).

Выводы

Понимание механизмов, продолжительности и величины процессов погружения и воздымания играет важную роль в создании геолого-геохимической модели территории. Серия выполненных палеореконов позволила выявить значимые рубежи в геологической эволюции развития восточной части Енисей-Хатангского бассейна.

Помимо формирования структурной конфигурации бассейна перестройки оказали влияние на историю формирования нефтегазоносности региона. Аплифты приводили, во-первых, к приостановке работы углеводородных

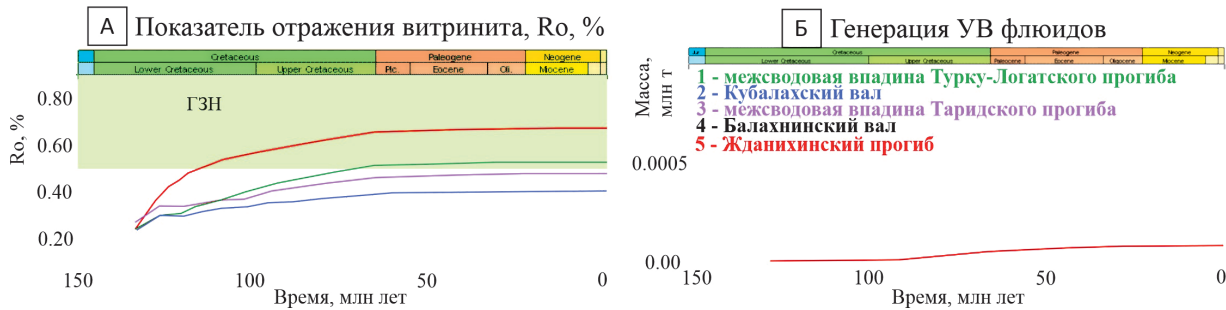


Рис. 24. Изменение основных параметров меловых НГМТ во времени: А) количество сгенерированных УВ флюидов, Б) показатель отражения витринита

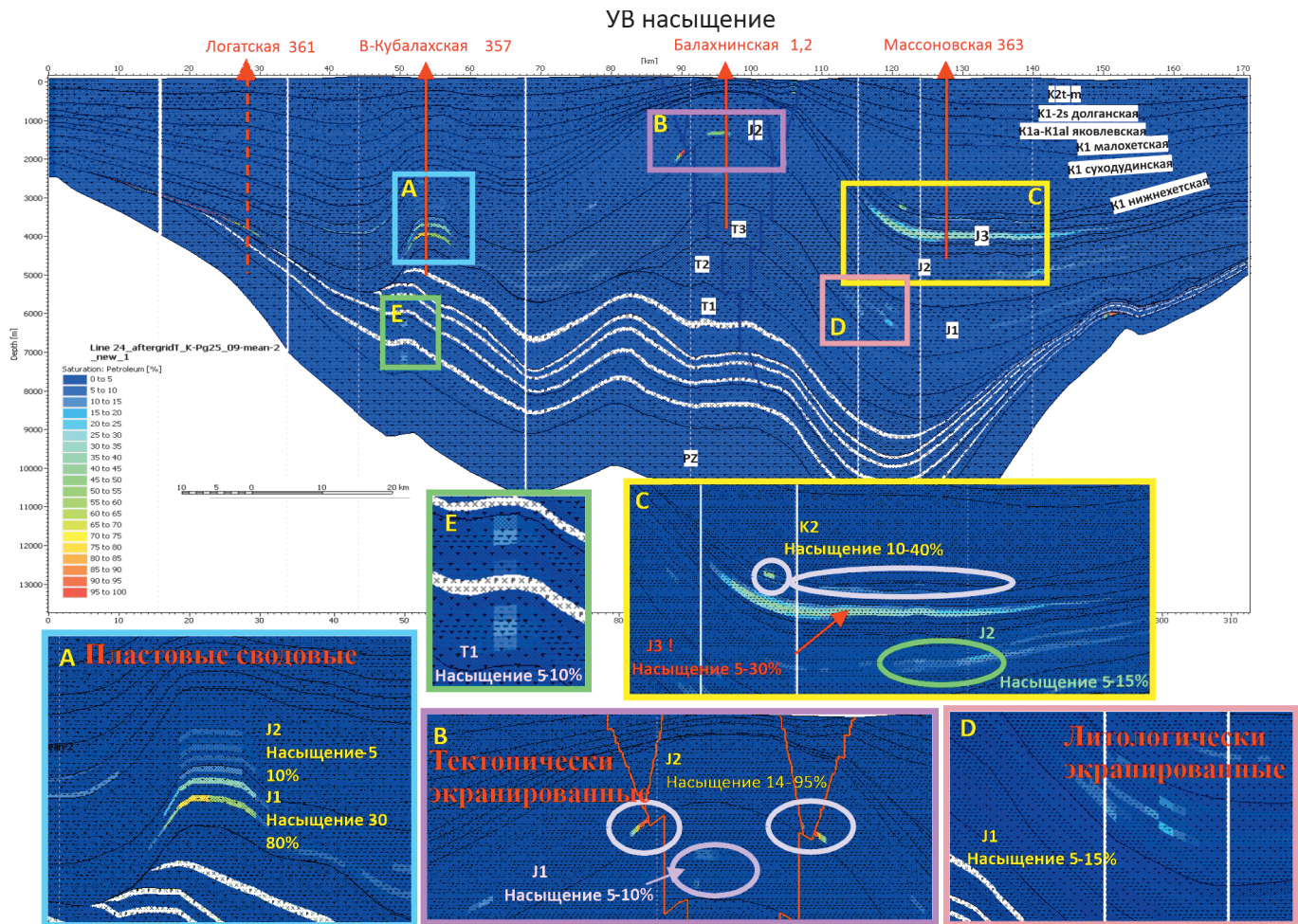


Рис. 25. Распространение ловушек и залежей: А) пластовые сводовые в нижне- и среднеюрских отложениях, В) тектонически-экранированные в пределах инверсионного вала в нижне- и среднеюрских отложениях, С) литологически-экранированные в средне-, верхнеюрских и нижнемеловых отложениях, D) литологически-экранированные в нижнеюрских отложениях, Е) пластово-сводовые в нижнетриасовых отложениях

систем, генерация которыми возобновлялась лишь после значительного перерыва, когда они снова попадали в необходимые термобарические условия. Во-вторых, апфиты приводили к разрушению залежей, приуроченных к ловушкам в пределах инверсионного вала (рис. 26).

Однако структурные перестройки разного возраста оказывали разное влияние на формирование и работу НГМТ. Так, триасовые апфиты привели к разрушению большей части залежей, образованных триасовым НГМТ, и не позволили им сохраниться. Юрские структурные перестройки привели к установлению рельефа бассейна, с благоприятными обстановками для формирования прослоев, богатых сапропелевым материалом. Однако их влияние на формирование залежей не так значительно. Кайнозойские апфиты отразились не только на характере генерации и эмиграции, но и на формировании новых и переформировании существовавших ловушек и залежей. На рис. 27 показаны этапы развития Енисей-Хатангского бассейна для разных его зон.

На основе построенной модели и выполненных расчетов, наибольшие количества УВ флюидов сгенерированы нефтегазоматеринскими породами триасовой и юрской систем. Объем генерации НГМТ меловой системы незначителен.

В настоящее время генерационным потенциалом обладают средне- и верхнеюрские НГМТ в пределах впадин. Нижнеюрская НГМТ имеет потенциал во впадинах. Триасовые НГМТ практически полностью выработали свой генерационный потенциал и, вероятно, способны генерировать газообразные УВ лишь на бортах прогибов. Меловые НГМТ являются недостаточно зрелыми для генерации.

Основные перспективы связаны с поиском пластово-сводовых залежей в пределах Кубалахского и Балахнинского валов, литологически-экранированных залежей в зонах выклинивания и в клиноформах Жданихинского

прогиба и тектонически-экранированных залежей в пределах Балахнинского вала.

Литература

- Атлас. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. (2004). Ред. Ахпателов Э.А., Волков В.А., Гончарова В.Н., Елисеев В.Г., Карасев В.И. и др. Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 148 с.
- Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В. и др. (2016). Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена. *Геотектоника*, 2, с. 23–42. <https://doi.org/10.1134/S0016852116020023>
- Афанасенков А.П. (2019). Геология и перспективы нефтегазоносности севера Сибирской платформы. *Дисс. доктора геол.-мин. наук*. Москва: МГУ, 375 с.
- Бордюг А.А. (2019). Геологическое строение, этапы формирования и модель углеводородных систем в зоне сочленения Таймырского орогена, Западно-Сибирского и Енисей-Хатангского бассейнов. *Дисс. канд. геол.-мин. наук*. Москва: МГУ, 108 с.
- Вассоевич Н.Б. (1967). Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). *Изв. АН СССР, сер. геол.*, 11, 156 с.
- Глаголев П.Л., Мазанов В.Ф., Михайлова М.П. (1994). Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. Москва: ИГИРГИ, 115 с.
- Грамберг И.С., Иванов В.Л., Погребницкий Ю.Е. (2004). Геология и полезные ископаемые России. Арктические и дальневосточные моря. Арктические моря. Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, Т. 5. Кн. 1, 467 с.
- Злобина О.Н. (2010). Литология и палеогеография нижней юры Енисей-Хатангского бассейна. *Сб. матер. VI межд. науч. конгресса: ГЕО-Сибирь-2010*, Т. 2, с. 81–85.
- Карагодин Ю.Н. (1980). Седиментационная цикличность. М: Недра, 242 с.
- Конторович В.А. (2011). Тектоника и нефтегазоносность Западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. *Геология и геофизика*, 52(8), с. 1027–1050. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.006>
- Курасов И.А. (2015). Условия формирования и перспективы нефтегазоносности юрских отложений северной части Западной Сибири и прилегающей акватории Карского моря. *Дисс. канд. геол.-мин. наук*. Москва: МГУ, 136 с.
- Мухин В.М., Колотухин А.Т. (2013). Методика палеотектонического анализа при нефтегазопроисковых работах. Саратов: Наука, 67 с.
- Суслова А.А. (2013). Условия формирования природных резервуаров юрского нефтегазоносного комплекса Баренцево-морского шельфа. *Дисс. канд. геол.-мин. наук*. Москва: МГУ, 183 с.

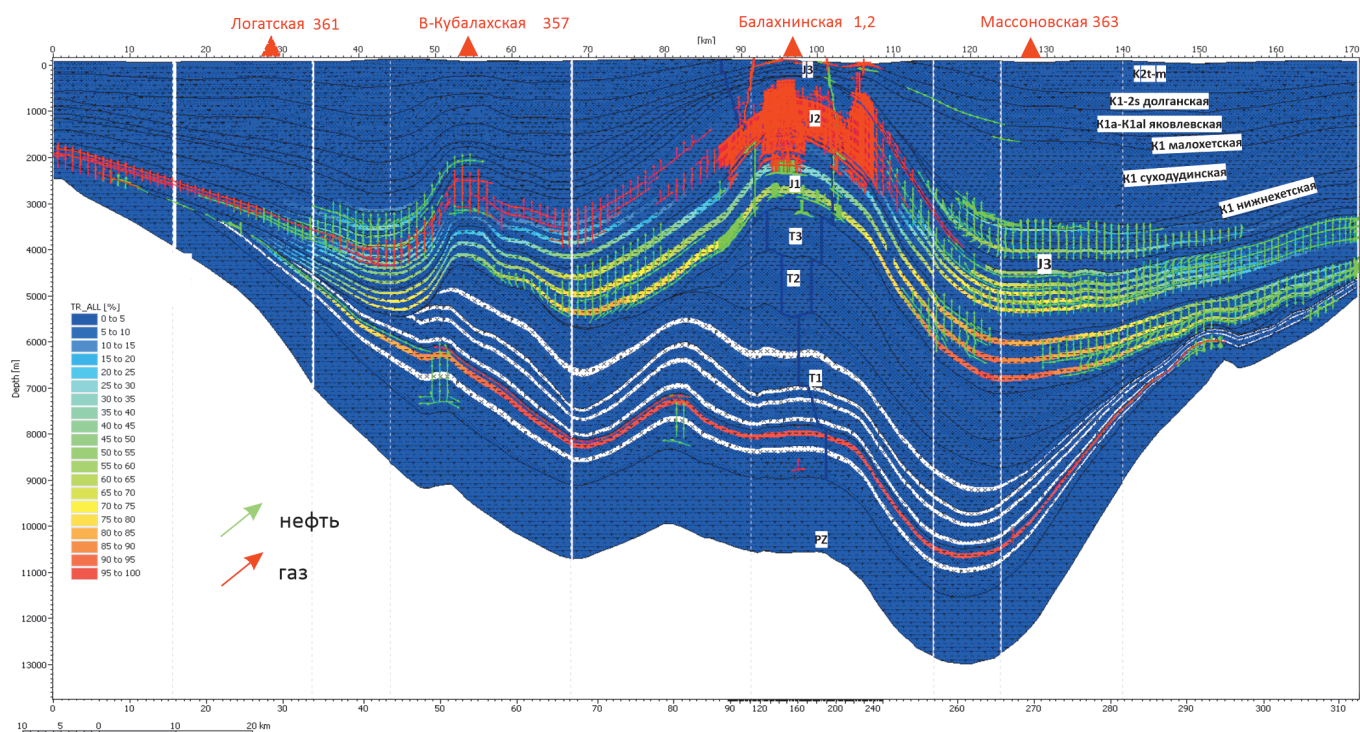


Рис. 26. НГМТ (цвет – коэффициент трансформации) и направления миграции УВ флюидов (стрелки) на современный этап развития бассейна

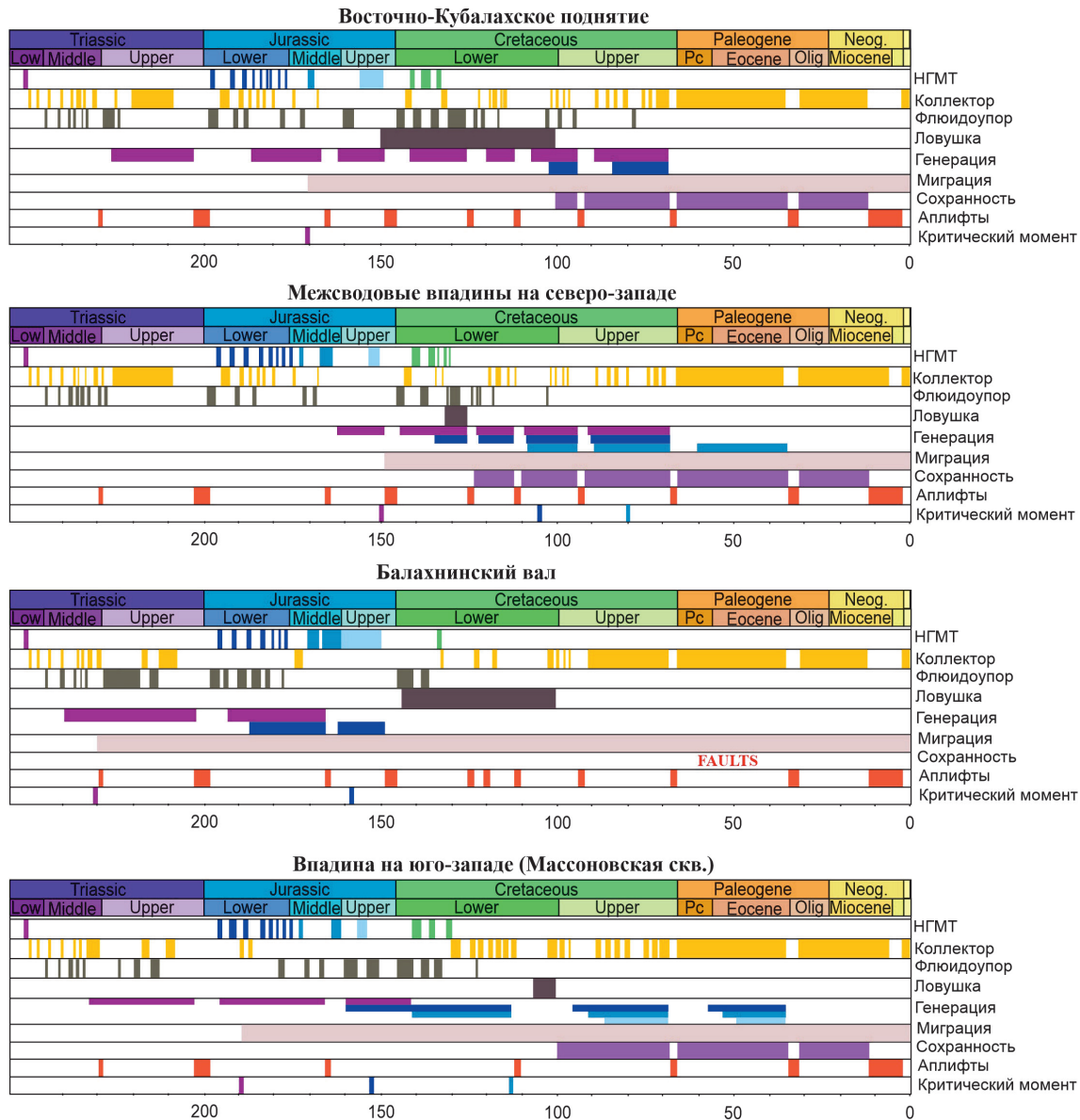


Рис. 27. Шкалы событий UV-систем разных зон исследуемого профиля

Трофимук А.А. (1982). Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского бассейна. М: Недра, 152 с.

Фомин М.А. (2013). История тектонического развития Енисей-Хатангского регионального прогиба в турон-кайнозойское время. *Интерэкспо Гео-Сибирь*, 1(2), с. 34–39.

Сведения об авторах

Екатерина Дмитриевна Сивкова – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Елена Олеговна Бабина – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Иван Константинович Комков – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Алина Владимировна Мордасова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 08.04.2022;
Принята к публикации 20.04.2022; Опубликована 16.05.2022

Structural reconstructions effect on oil and gas formation of the Yenisei-Khatanga trough eastern part

E.D. Sivkova*, E.O. Babina, A.V. Stoupakova, M.A. Bolshakova, R.S. Sautkin, I.K. Komkov, A.V. Mordasova

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Ekaterina D. Sivkova, e-mail: e.sivkova@oilmsu.ru

Abstract. The article presents the results of research on the influence of structural reconstructions on the hydrocarbon systems evaluation in the eastern part of the Yenisei-Khatanga trough. Based on seismic data interpretation and paleoprofiles construction, several stages of structural reconstructions in the geological evolution of the basin are established: at the Middle and Late Triassic boundary, Late Triassic and Jurassic boundary, in the Bathonian-Callovian time, Tithonian-Valanginian time, in the Barremian-Aptian time, in the Aptian-Albian time, in the Cenomanian time, and powerful reconstructions in the Cenozoic era. Based on interpretation of geochemical information of the well-core and outcrops, the characterization of the type of organic matter, the amount of initial organic carbon, the oil and gas source potential for the Late Triassic, Lower Jurassic, Middle Jurassic, Upper Jurassic, Lower Cretaceous oil and gas source rocks is given. The results of exploration of the geological structure of the region, the geochemical features of oil and gas source rocks became the basis for building a 2D basin model, which made it possible not only to identify generation kitchen, migration routes and accumulation zones of hydrocarbon fluids, but also to estimate the start time of generation and emigration of hydrocarbons, as well as the moments of interruption of these processes during periods of uplifting of the territory. Changes of the structural plan transformed the configuration of the basin, which led, on the one hand, to the formation of areas where rich in organic matter interlayers accumulated, and, on the other hand, to the interruption of hydrocarbon systems evaluation, reconfiguration and even destruction of deposits.

Keywords: Yenisei-Khatanga trough, structural reconstructions, oil and gas source rocks, organic matter, hydrocarbons, uplift calculation, oil and gas potential, Gol'chikha Formation, basin modeling, hydrocarbon systems

Recommended citation: Sivkova E.D., Babina E.O., Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Sautkin R.S., Komkov I.K., Mordasova A.V. (2022). Structural reconstructions effect on oil and gas formation of the Yenisei-Khatanga trough eastern part. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 93–112. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.11>

References

- Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A.V. et al. (2016). The tectonics and stages of the geological history of the Yenisei-Khatanga Basin and the conjugate Taimyr Orogen. *Geotecton.*, 50, pp. 161–178. <https://doi.org/10.1134/S0016852116020023>
- Afanasenkov A. P. (2019). Geology and prospects of oil and gas potential in the north of the Siberian platform. *Dr. geol. and min. sci. diss.* Moscow: Moscow State University, 375 p. (In Russ.)
- Atlas. Geology and oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug. (2004). Eds. Akhpatelov E.A., Volkov V.A., Goncharova V.N. et al. Ekaterinburg: IzdatNaukaServis, 148 p. (In Russ.)
- Bordyug A.A. (2019). Geological structure, stages of formation and model of hydrocarbon systems in the junction zone of the Taimyr orogen, West Siberian and Yenisei-Khatanga basins. *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow: Moscow State University, 108 p. (In Russ.)

- Fomin M. A. (2013). History of tectonic development of the Yenisei-Khatanga regional trough in the Turonian-Cenozoic time. *Interexpo Geo-Siberia*, 1(2), pp. 34–39. (In Russ.)
- Glagolev P.L., Mazanov V.F., Mikhailova M.P. (1994). Geology and oil and gas potential of the Yenisei-Khatanga trough. Moscow: IGIRGI, 115 p. (In Russ.)
- Gramberg I.S., Ivanov V.L., Pogrebitsky Yu.E. (2004). Geology and minerals of Russia. Arctic and Far Eastern seas. Arctic seas. St. Petersburg: VSEGEI, V. 5, Book 1, 467 p. (In Russ.)
- Karagodin Yu.N. (1980). Sedimentary cyclicality. Moscow: Nedra, 242 p. (In Russ.)
- Kontorovich V.A. (2011). The tectonic framework and hydrocarbon prospectivity of the western Yenisei-Khatanga regional trough. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), pp. 804–824. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.006>
- Kurasov I.A. (2015). Conditions of formation and prospects for oil and gas potential of Jurassic deposits in the northern part of Western Siberia and the adjacent waters of the Kara Sea. *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow: Moscow State University, 136 p. (In Russ.)
- Mukhin V.M., Kolotukhin A.T. (2013). Methods of paleotectonic analysis in oil and gas prospecting: Textbook for students studying in the specialties "Geology of oil and gas" and "Geology and geochemistry of fossil fuels". Saratov: Nauka, 67 p. (In Russ.)
- Trofimuk A.A. (1982). Geology and oil and gas potential of the Yenisei-Khatanga basin. Moscow: Nedra, 152 p. (In Russ.)
- Suslova A.A. (2013). Conditions for the formation of natural reservoirs of the Jurassic oil and gas complex of the Barents Sea shelf. *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow: Moscow State University, 183 p. (In Russ.)
- Vassoevich N.B. (1967). Theory of the oil sedimentary-migration origin (historical review and current state). *USSR Academy of Sciences, ser. geol.* 11, 156 p. (In Russ.)
- Zlobina O.N. (2010). Lithology and paleogeography of the Lower Jurassic of the Yenisei-Khatanga basin. *Proc. VI Int. Sci. Congress: GEO-Siberia – 2010*, Vol. 2, pp. 81–85. (In Russ.)

About the Authors

- Ekaterina D. Sivkova* – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Elena O. Babina* – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Antonina V. Stoupakova* – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Maria A. Bolshakova* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Roman S. Sautkin* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Ivan K. Komkov* – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Alina V. Mordasova* – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 08 April 2022;

Accepted 20 April 2022; Published 16 May 2022