

УДК 553.98

Ш.М. Мурзин<sup>1</sup>

## НЕФТЯНЫЕ СИСТЕМЫ И ИСТОРИЯ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ В АКВАТОРИИ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ

Рассмотрены нефтяные системы и история их формирования в акватории Северного Каспия на базе бассейнового моделирования в программном пакете TemisSuite2008. Выделены основные закономерности размещения месторождений и их фазовый состав. Рассмотрены Кулалинский вал и примыкающие территории. Обобщены предыдущие данные, а также использованы новые.

*Ключевые слова:* геологоразведка, седиментация, коллектор, флюидоупор, нефтематеринские толщи, витринит, нефтяные системы.

This study presents the geological history and petroleum systems (basin modeling in TemisSuite2008) in the North part of Caspian sea. Described the main laws of distribution of the oil and gas fields and their types of hydrocarbons. Especially considered Kulalinskiy ridge and neighbour area. Generalised all available data and new data.

*Key words:* exploration, sedimentation, reservoir, seal, source rocks, vitrinite, petroleum systems.

**Введение.** Поиски месторождений нефти и газа в акватории Северного Каспия — одно из приоритетных направлений деятельности нефтяных компаний. Разнообразные месторождения на суше по геолого-геохимическим характеристикам, разные запасы, а также прогнозные оценки потенциала сопредельной акватории свидетельствуют об уникальности нефтегазовых систем Северного Каспия. Все месторождения Северного Каспия открыты за последнее десятилетие: Кашаган, Кайран, Актоты, Каламкас-море, Хазар, Ауэзов (рис. 1). Цель работы — выявление особенностей формирования залежей нефти и газа в этом регионе.

**Геологическое строение.** В геологическом строении Северного Каспия принимают участие кайнозойские, мезозойские и палеозойские отложения, перекрывающие верхнепротерозойский фундамент (рис. 2). Рассматриваемая территория приурочена к различным тектоническим элементам. Воды Северного Каспия покрывают южный участок Восточно-Европейской платформы, представленной южной частью Прикаспийской впадины (за границу последней условно принята линия распространения кунгурских солей). Южнее расположена эпигерцинская платформа с палеозойским складчатым основанием и мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом (Скифская и Туранская плиты) (рис. 3). Основные структурные элементы эпигерцинской платформы: кряж Карпинского, Бузачинско-Мангышлакская система поднятий и др. — имеют северо-западное простирание. На юге Прикаспийской впадины, включая акваторию, в подсолевом комплексе выделяется крупная верхнедевонско-нижнепермская карбонатная платформа, которая лежит почти под

всей акваторией Северного Каспия и захватывает прилегающие к морю прибрежные зоны. В пределах карбонатной палеозойской платформы выделяются следующие зоны поднятий: на западе — Астраханско-Имашевская, на востоке — Кашаган-Тенгизская. На юге эти зоны сопряжены с Каракульско-Смушковой зоной дислокаций, крупным поднятием Курмангазы и Култукским валом. Кашаган-Тенгизская зона палеозойских поднятий протягивается далеко в море и объединяет Каратон-Тенгизскую группу поднятий и Кашаганский вал в единое крупное Жыльойское поднятие (рис. 3).

К Астраханско-Имашевской группе относится крупное Южно-Жамбайское палеозойское поднятие, расположенное в прибрежной зоне. Все перечисленные структурно-тектонические элементы карбонатной платформы приурочены к отдельным блокам фундамента, которые в позднепалеозойское время на фоне господствующего погружения развивались как положительные структуры [Абилхасимов, 2009].

Нижнепалеозойские отложения в пределах рассматриваемой территории не вскрыты. В северо-западной части Прикаспийской впадины они представлены терригенными и карбонатными отложениями (песчаники, глины, известняки и доломиты) прибрежно-морского и морского генезиса.

Наиболее древние девонские отложения разбурены скважинами на западе и юге Прикаспийской впадины и представлены терригенными и карбонатно-терригенными породами, мощность которых достигает 500 м. Отложения среднего девона представлены эйфельским и живетским ярусами и образованы переслаиванием аргиллитов, алевролитов и известняков [Глумов и др., 2004]. Верхнедевонская

<sup>1</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра региональной геологии и истории Земли, аспирант, e-mail: murzinsh@gmail.com



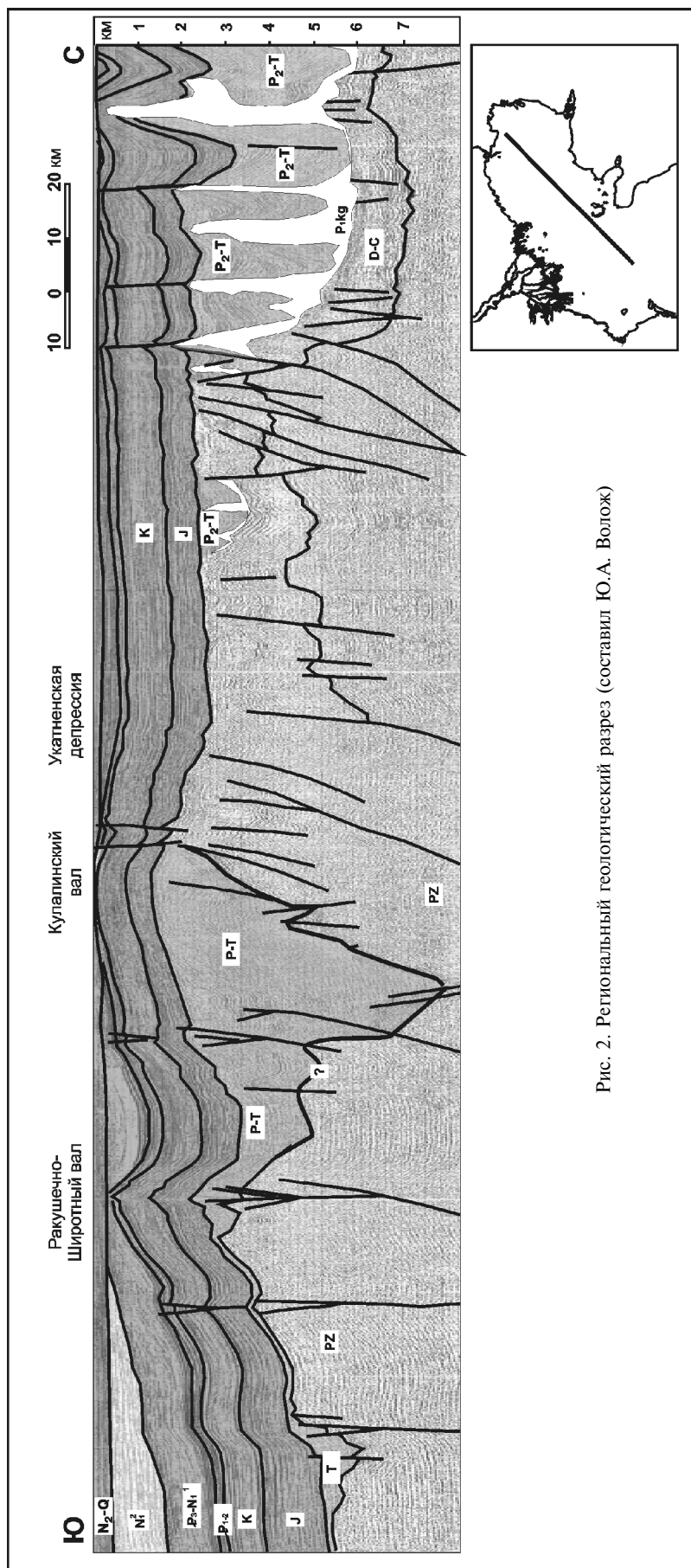


Рис. 2. Региональный геологический разрез (составил Ю.А. Волож)

толща, включающая отложения франского и фаменского ярусов, выявлена в скважинах на Астраханском своде и на юго-восточных окраинах Прикаспийской впадины, в Каратон-Тенгизской и Южно-Эмбинской зонах поднятий. На Астраханском своде франские отложения представлены внизу песчаниками и аргиллитами, которые вверх по разрезу сменяются аргиллитами и известняками. Отложения фаменского яруса представлены карбонатами. В пределах Каратон-Тенгизской зоны франко-фаменский комплекс сложен неравномерно доломитизированными известняками. На Бузачинском поднятии верхнедевонские отложения выполнены переслаивающимися серыми алевролитами с темно-серыми аргиллитами и известняками. В восточной части Скифской плиты, южнее кряжа Карпинского, к девонским отложениям отнесены алевролиты, аргиллиты и темноцветные сланцы [Глумов и др., 2004].

Отложения каменноугольной системы представлены нижним, средним и верхним отделами: в разрезе выделяются две формационные группы — карбонатная, преобладающая в районах Астраханского свода и Каратон-Тенгизской зоны поднятий, и терригенная, которая доминирует в Биикжальской и Южно-Эмбинской зонах поднятий и, вероятно, их морских продолжений. На Астраханском своде каменноугольные отложения представлены визейскими, серпуховскими, башкирскими известняками с прослоями доломитов. Визейские отложения образованы органогенными известняками с прослоями доломитов, аргиллитов и эвапоритов. В скважине Астраханская-1 мощность отложений составляет 490 м, а мощность серпуховских известняков — 30–70 м. Башкирские отложения Астраханского свода представлены известняками мощностью до 300 м [Глумов и др., 2004]. В Каратон-Тенгизской зоне поднятий нижнекаменноугольные отложения сложены карбонатами турнейского, визейского и серпуховского ярусов, а среднекаменноугольные — отложениями башкирского и московского ярусов. На поднятии Каратон среднекаменноугольные отложения отсутствуют. Мощность турнейско-серпуховских отложений здесь составляет 1150 м.

Верхнекаменноугольные отложения присутствуют только в периферийных частях Тенгиза и представлены известняками мощностью до 50 м. В зоне кряжа Карпинского нерасчлененная толща каменноугольно-



пермских отложений образована слабометаморфизованными песчаниками, алевролитами, аргиллитами и сланцами, угол залегания которых может составлять 30–75°.

Раннепермские отложения с несогласием залегают на каменноугольных отложениях. Ассельско-сакмарские отложения на северном побережье представлены терригенными фациями. На Астраханском своде ассельские отложения отсутствуют. Мощность сакмарских и артинских отложений составляет 150 м. Они представлены чередующимися слоями аргиллитов, известковых песчаников, доломитов и известняков. К верхней части разреза приурочена пачка известняков.

В Каратон-Тенгизской зоне ассельские отложения характеризуются однородным составом. В большинстве скважин разрез ассельских отложений характеризуется чередованием аргиллитов и доломитов. Мощность отложений варьирует от 50 м на сводах до 200 м на крыльях поднятий.

В пределах Бузачинского свода нижнепермские отложения представлены только ассельским ярусом. Они сложены толщей неравномерно переслаивающихся известняков, мергелей и аргиллитов. Мощность отложений до 800 м.

В пределах Астраханского свода артинские отложения сложены относительно глубоководными карбонатными породами, представленными известняками, доломитами, аргиллитами. Отложения артинского яруса в юго-восточной части Прикаспийской впадины распространены не повсеместно. Они отсутствуют в Каратон-Тенгизской зоне, но установлены на структуре Кашаган, где отложения пермского возраста с глубоким стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности каменноугольных пород. Отложения артинского возраста представлены преимущественно глинистыми образованиями и известняками.

Кунгурский ярус нижней перми в Прикаспийской впадине сложен в основном соленосными толщами. Мощность эвапоритовой толщи изменяется от 0 м в соляных окнах до 10 км в сводах соляных куполов. В пределах Скифско-Туранской плиты предполагается его замещение терригенными отложениями. Верхнепермский комплекс сложен терригенными красноцветными породами, переслаивающимися с сульфатными и карбонатными.

Триасовые отложения залегают на верхнепермских с угловым несогласием. Нижнетриасовые отложения представлены преимущественно терригенными красноцветными отложениями. Средний триас представлен сероцветными и пестроцветными песчано-глинистыми породами. Верхний триас развит локально, преимущественно в межкупольных депрессиях, и сложен песчано-глинистой сероцветной толщей. В пределах Скифско-Туранской части рассматриваемого региона нижний триас сложен в

основном толщей переслаивания серых аргиллитов и алевролитов. Средний отдел представлен чередованием аргиллитов, алевролитов и карбонатно-глинистых пород. Верхний триас размыт.

Юрские отложения залегают с резким угловым несогласием на триасовых. Нижнеюрский комплекс сложен сероцветными терригенными континентальными отложениями небольшой мощности (несколько десятков метров), в пределах Скифско-Туранской части развит спорадически. Среднеюрский комплекс развит на всей территории рассматриваемого района, сложен мелководно-морскими, прибрежными и континентальными терригенными отложениями. Верхнеюрский комплекс также распространен в пределах всего района (за исключением Кулалинского вала) и представлен довольно однородной карбонатной толщей, замещающей в бортовых частях Прикаспийской впадины на терригенно-карбонатную. Нижнемеловой комплекс с несогласием перекрывает верхнеюрские отложения. Распространен комплекс на всей территории и представлен преимущественно терригенными (песчаными и глинистыми) отложениями. Верхнемеловой комплекс сложен карбонатными и терригенно-карбонатными морскими отложениями мощностью 100–500 м. Зона развития палеоген-миоценовых отложений расположена в центральной и западной частях Прикаспийской впадины, а также к юго-востоку от р. Эмба. Представлен палеоген-миоценовый комплекс преимущественно глинистыми, карбонатно-глинистыми и терригенными прибрежно-морскими отложениями, иногда формирующими клиноформные тела (на юго-востоке). Плиоцен-четвертичный комплекс развит спорадически и сложен глинистыми, карбонатно-глинистыми и песчаными отложениями мощностью до 500 м.

В позднем палеозое в пределах юго-востока Восточно-Европейской платформы существовала благоприятная обстановка для накопления карбонатных толщ и формирования карбонатной платформы. В южной прибортовой части Прикаспийской впадины сформировалась обширная карбонатная платформа позднедевонского возраста, на которой образовались рифовые сооружения и палеоатоллы: на западе — Астраханско-Имашевская, на востоке — Тенгиз-Кашаганская зоны. В пределах последней в более спокойной морской обстановке на палеовозвышенностях Прикаспийского бассейна происходило формирование рифовых построек типа Тенгиз, Королёвское, Каратон и Кашаган (рис. 3). В пределах современного кряжа Карпинского был рифтовый бассейн (кряж Карпинского находится на продолжении девонского рифта Донбасса) [Афанасенков и др., 2008]. Карбонатный этап осадконакопления, начавшийся в девоне на большей части обрамления юга и юго-востока Прикаспия, без резких фациальных изменений продолжался и в каменноугольном периоде. Общая мощность карбонатной толщи в

разрезах скважин площади Южная более 1660 м. Она представлена известняками, доломитами, резе мергелями от низов турнейского яруса до размытой поверхности среднекаменноугольных карбонатов.

В Астрахано-Имашевской и Тенгиз-Кашаганской зоне, куда не доходили гравитационные потоки, был спокойный тектонический режим, что способствовало зарождению позднефранско-раннетурнейской карбонатной платформы. На юго-востоке привнос терригенного материала не способствовал формированию карбонатных отложений. Здесь развиты горно-прибрежные терригенные отложения. Отмечается также широкое проявление андезитового вулканизма [Атлас..., 2002].

В московский век бассейн осадконакопления унаследовал режим седиментации от башкирского. В Тенгиз-Кашаганской зоне в это время имел место перерыв в осадконакоплении. В конце башкирского—начале московского века начались интенсивные тектонические процессы на юге впадины. В области кряжа Карпинского происходила седиментация мощных терригенных толщ. Карбонатные платформы длительное время оставались в мелководно-морских условиях, периодически осушались, что способствовало развитию карстовых процессов. Накопление терригенного комплекса сопровождалось конседиментационными деформациями сжатия и надвигания на Астраханскую карбонатную платформу и цепочку других карбонатных массивов юга Прикаспийского бассейна. Серпуховско-московская шельфовая терригенно-карбонатная толща получила развитие в зоне сочленения с Южно-Эмбинским поднятием [Абилхасимов, 2009].

Поздний карбон знаменовался резким падением уровня моря, что привело к размыву ранее накопившихся отложений в области приподнятых участков и карбонатных построек в Тенгиз-Кашаганской и Южно-Эмбинской зонах, сокращению зоны карбонатного шельфа, образованию подводных отмелей и повышению роли терригенного материала.

В предпермское время Южно-Эмбинская карбонатная платформа развивалась, как и в предшествующий этап, со всем характерным для платформы набором формаций.

После длительного позднекарбонного перерыва в осадконакоплении и денудации положительных форм палеорельефа до глубины серпуховского, а иногда и визейского ярусов произошла новая трансгрессия моря [Абилхасимов, 2009]. Конец сакмарского—начало артинского века соответствует региональной перестройке всего тектонического режима в пределах рассматриваемой территории. Инверсия в области максимальной мощности накопившихся каменноугольных и ассельско-сакмарских отложений привела к мощным восходящим движениям, сформировавшим на месте Южно-Эмбинского прогиба область с горным рельефом. Заключительный артинский этап

характеризовался горообразовательными процессами на Урале, т.е. появлением нового источника сноса терригенного материала в Прикаспийскую впадину. Кроме того, продолжалась активная денудация выработанных в рельефе складок кряжа Карпинского. Формирование карбонатных платформ повсеместно прекратилось. В Тенгиз-Кашаганской зоне в сводовых частях месторождений Тенгиз, Королёвская, Тажи-гали мощность артинских отложений колеблется от нескольких метров до 255 м.

Общая амплитуда нисходящих тектонических движений на позднедевонско-артинском этапе составляла не менее 3,5–4 км. Общая компенсация сформировавшейся глубоководной Прикаспийской котловины пришлось на кунгурский век, в течение которого накопилась толща солей мощностью до 4 км. Эта толща затем подверглась процессам диапиризма. Наиболее интенсивный рост куполов происходил в перми и триасе. В поздней перми преобладали континентальные условия осадконакопления, на что указывают красноцветные отложения. Триасовые отложения залегают на верхнепермских с угловым несогласием, они накапливались в континентально-морских условиях. В раннем триасе во всем регионе широко проявился рифтинг с формированием глубоких (до 3–5 км) рифтовых бассейнов [Афанасенков и др., 2008].

Примерно на границе триаса и юры произошло сильное сжатие региона. При этом большинство рифтовых бассейнов испытало инверсию со складчато-надвиговыми деформациями. Деформации значительно осложнились сдвиговыми перемещениями между блоками. Формирование нижнеюрских отложений происходило, вероятно, в условиях локальных водоемов (озера и болота), существовавших в пониженных участках рельефа между соляными куполами. Последующая байосская трансгрессия охватила всю территорию рассматриваемого района [Атлас..., 2002]. Позднеюрская трансгрессия, охватившая всю территорию района, завершилась региональным перерывом на границе юры и мела. В пределах Кулалинского вала верхнеюрские отложения размыты, что указывает на рост структуры в это время. Неокомская трансгрессия, начавшаяся в берриасе—валанжине, охватывает всю изучаемую территорию, где в условиях мелководного шельфа накапливались мелководно-морские терригенные отложения.

В позднем мелу продолжалось унаследованное от предыдущего этапа развитие региона, отлагались карбонатные осадки глубокого шельфа.

Палеоцен-эоценовые осадки выдержаны по мощности. Этот временной отрезок характеризуется спокойным карбонатным осадконакоплением, сколько-нибудь заметных изменений в структуре региона не произошло. С раннего олигоцена происходила тектоническая активизация региона. Майкопские отложения покрывали всю территорию

Каспийского моря и Прикаспийской впадины. На сейсмических профилях через структуру Курмангазы отмечены налегания майкопских отложений на подстилающие, что указывает на конседиментационный характер роста структуры. Верхнемиоценовые отложения в пределах рассматриваемого региона отсутствуют. В предплиоценовое время происходило падение уровня моря, за счет чего срезаны нижележащие отложения. Этот этап ключевой для окончательного формирования мезозойских структур в пределах южной части рассматриваемого района (Курмангазы, Хазар, Ауэзов и др.).

**Нефтяные системы. Нефтематеринские толщи.** Данные о количественном содержании  $C_{орг}$  в отложениях собраны по литературным данным.

**Девонские отложения.** Юго-западная часть (Астраханский свод и прилегающие к нему северные и восточные участки). Содержание  $C_{орг}$  в средне-верхнедевонских отложениях повышено и составляет 2–2,8% в аргиллитах, известняках и 0,7–1% в песчаниках. Тип органического вещества характеризуется как сапропелевый в глинах и известняках (II тип) или гумусово-сапропелевый (II–III типы) в песчаниках. Отложения верхнефранского подъяруса к северу и востоку от Астраханского свода сложены кремнисто- и глинисто-карбонатными образованиями, содержащими повышенное количество сапропелевого органического вещества (2,8–3,1%). Органическое вещество относится к сапропелевому типу, но в чистых известняках оно окислено (диагенетическое окисление) и может генерировать только газ.

**Южный и юго-восточный районы.** Здесь вскрыты отложения верхнего девона, представленные аргиллитами, доломитами и мергелями. В аргиллитах содержание  $C_{орг}$  составляет 0,5–1,5%. Тип органического вещества — смешанное сапропелево-гумусовое (II–III).

**Нижнекаменноугольные отложения.** Юго-западный борт. Концентрация органического вещества в чистых известняках, доминирующих в разрезе, составляет 0,3%, в прослоях глинистых известняков она увеличивается до 2,5%, в аргиллитах — 0,96%. По петрографическим данным органическое вещество относится к окисленному сапропелевому (II тип) в чистых известняках и смешанному гумусово-сапропелевому (II–III типы) в аргиллитах. К центру впадины органическое вещество становится более сапропелевым, его концентрация составляет 2%.

**Восток и юго-восток.** Концентрация органического вещества в аргиллитах колеблется в интервале 0,22–6,37% (среднее 1,1%), в алеволитах — в среднем 0,8, в карбонатах в среднем — 0,37%.

**Средне-верхнекаменноугольные отложения.** Юго-запад. Высокое содержание органического вещества зафиксировано в породах различного литологического состава — 1,32–3,15% (Астраханский свод и смежные территории). Тип вещества сапропелевый (II тип).

**Юго-восток.** В пределах Южно-Эмбинского и Биикжальского поднятий отложения среднего карбона изучены на глубине 2,7–5,5 км; их мощность достигает 1 км. Диапазон концентрации органического вещества очень большой — от 0,1 до 8,0% (среднее 1,41–4,22% для юго-восточного борта Прикаспийской впадины), 0,76% в аргиллитах, 0,40–1,13% в известняках на восточном борту. Наиболее высокая концентрация органического вещества (6,0–8,0%) приурочена к башкирской части разреза. На большей части исследуемой территории преобладает кероген II и I типа, в юго-восточной части — смешанное органическое вещество (III–II типы керогена). Породы московского яруса и верхнекаменноугольные на территории впадины сложены главным образом известняками с низкой концентрацией ОВ ( $C_{орг} < 0,2\%$ ).

**Бузачинский свод.** Здесь каменноугольные отложения входят в состав нижней (нижний—средний карбон) и средней (верхний карбон—нижняя пермь?) толщ морского генезиса. В приподнятых участках (Бузачинский свод, Восточный Устюрт) они находятся на глубине от 1 до 4 км, в наиболее погруженных зонах — на глубине свыше 5 км. Хорошими нефтематеринскими свойствами пород в этих толщах характеризуются темно-серые до черных кремнистые известковистые глубоководные аргиллиты ( $C_{орг} = 0,60 \div 1,20\%$ ).

**Нижнепермские отложения.** Юго-запад. Нижнепермские отложения представлены карбонатно-терригенными толщами. К северо-западу от Астраханского свода в разрезе появляются кремнисто-глинистые и карбонатные породы. В Каракульско-Смушковой зоне содержание  $C_{орг}$  в аргиллитах составляет 2%, в песчаниках, которые доминируют в разрезе этой зоны, концентрация  $C_{орг}$  — до 0,4%. В северо-западном направлении происходит обогащение органическим веществом ( $C_{орг} = 0,9 \div 2,8\%$ ). По петрографическим данным органическое вещество представлено гумусово-сапропелевым типом.

**Восток и юго-восток.** Диапазон концентрации ОВ велик (0,1–4,5%), но в среднем ее величина составляет 1,6% (аргиллиты) и 0,2–0,8% (известняки, мергели), ОВ относительно равномерно распределено на этой территории. В петрографическом составе органического вещества преобладает гумусовый детрит.

Породы верхней перми не являются нефтематеринскими. Они сложены красноцветными глинами с прослоями ангидритов и известняков, которые формировались в окислительных условиях, неблагоприятных для накопления и сохранения органического вещества, его содержание очень низкое ( $C_{орг} = 0,08 \div 0,15\%$ ).

**Основные резервуары** нефтегазоносности связывают с подсолевым комплексом. Все промышленные открытия в подсолевом комплексе сделаны в приобортовых зонах впадины и в пределах Актюбинско-

Астраханской системы поднятий в интервалах глубины 2,5–6,5 км. Коллекторами служат как карбонатные, так и терригенные отложения. Резервуары обнаружены во всей подсолевой толще — от верхнедевонских до нижнепермских отложений. На Астраханском месторождении залежь газа выявлена в шельфовых известняках башкирского возраста, имеет массивный характер. Нефтегазовмещающими коллекторами в подсолевом разрезе чаще всего являются карбонатные образования, в первую очередь это органогенные известняки. На некоторых месторождениях коллекторами для нефти и газа служат терригенные породы (пермская подсолевая нижняя часть на Кенкиякском месторождении). Промышленные притоки нефти и газа получены из толщи терригенных отложений визейского яруса на площадях Восточный Акжар, Жанатан и Лактыбай.

По геофизическим данным некоторые исследователи (Ю.А. Волож, В.А. Быкадоров) связывают перспективы нефтегазоносности с раннепермскими докунгурскими глубокоководными конусами выноса с турбидитовыми песчаниками, расположенными, возможно, между карбонатными постройками. Основные перспективы нефтегазоносности связаны с участками развития карбонатных отложений девонско-раннепермского возраста. Новое перспективное направление поисков — терригенные нижне-среднекаменноугольные и нижнепермские отложения, и прежде всего в зонах аванделъта и конусов выноса. В южной части рассматриваемого региона, в зоне отсутствия кунгурских солей, выявлены месторождения нефти и газа в среднеюрских песчаниках (месторождения Каламкас-море, Ауэзов, Хазар). Мощность отложений изменяется в пределах 500–700 м.

**Флюидоупоры.** Как упоминалось выше, в геологическом строении рассматриваемого района присутствуют соли, которые обладают высокими экранирующими свойствами. Соответственно региональным флюидоупором служат кунгурские соли. Флюидоупоры выделяются также в отложениях нижней перми, карбона и девона. На юге рассматриваемого региона основными флюидоупорами являются верхнеюрские карбонатные отложения, а также глинистые отложения средней юры. Этот комплекс имеет мощность 200–300 м.

**Методика бассейнового моделирования.** В основу модели положены региональные структурные карты по горизонтам, карты толщин, карты литотипов, эрозии, температуры, теплового потока, содержания  $C_{орг}$  и типа керогена нефтематеринских толщ. Реконструкция истории погружения выполнялась методом последовательного снятия слоев с поправкой на уплотнение пород (backstripping). Последовательность этапов моделирования функционирования углеводородной системы выглядит следующим образом. Сначала выполняется реконструкция истории погружения.

Полученные реконструкции применяются для построения термальной модели, корректность которой проверяется согласием модельных значений с реперами палеотемпературы (отражательная способность витринита). Откалиброванная термальная модель используется для расчета процессов нефтегазогенерации. Основные ключевые данные, использованные при моделировании, показаны на рис. 4.

Критические моменты в развитии региона — предмосковская, преартинская, предъюрская и предплиоценовая эрозии, наиболее существенная из них предъюрская (рис. 4, в) [Атлас..., 2002]. Остальные эрозии в моделировании не учитывались.

При моделировании учтена также интенсивность соляной тектоники: согласно оценкам Г.Ж. Жолтаева, наиболее интенсивные движения происходили в поздней перми (0,15 мм/год), наименее интенсивные — в юре (0,008 мм/год); в кайнозое скорость роста соляных куполов составляла 0,02 мм/год [Глумов и др., 2004]. Температура и отражательная способность витринита, а также история эволюции бассейна являются основными факторами, контролирующими правильность выбора исходных параметров при моделировании. Для проверки термической модели использованы два параметра — отражательная способность витринита и температура (рис. 4, г).

**Результаты бассейнового моделирования.** На рис. 5 и 6 показаны результаты бассейнового моделирования, а именно история преобразования нефтематеринских толщ позднедевонского и раннекаменноугольного возраста по показателю отражающей способности витринита. Отличительная особенность солей — их высокая теплопроводность, за счет чего этот комплекс выступает в роли «холодильника» для низлежащих палеозойских нефтематеринских отложений. Как видно на рис. 5 и 6, верхнедевонские толщи в южной части района вступили в нефтяное окно к началу каменноугольного периода и израсходовали свой потенциал в триасовое время. Это объясняется тем, что в южной части рассматриваемого района в палеозое и в триасовое время происходили процессы рифтогенеза, которые характеризовались более высокими значениями теплового потока.

В восточной части района основная генерация нефтяных и газовых углеводородов началась к концу каменноугольного периода и завершилась к концу мела. Органическое вещество в этом районе преимущественно гумусовое и перезревшее на сегодняшний день, чем можно объяснить газовый тип флюида Астраханского месторождения.

В пределах восточной части рассматриваемой территории нефтематеринские толщи на сегодняшний день находятся в «нефтяном окне», что подтверждается замеренными значениями отражающей способности витринита (скважина № 3 Каратон —  $R_0 = 0,5\%$  на глубине 3940 м,  $R_0 = 0,81\%$  на глубине 4713 м)



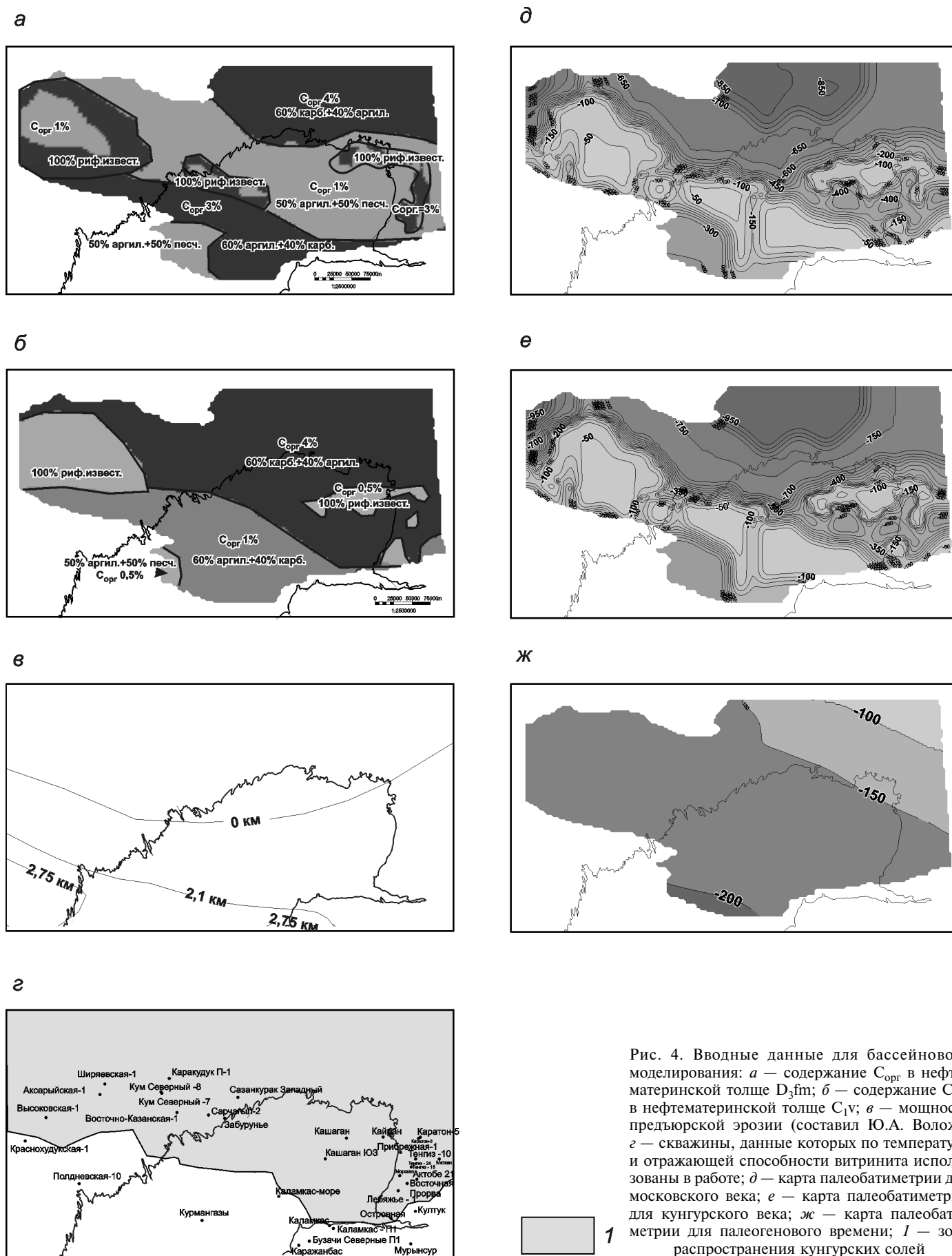


Рис. 4. Вводные данные для бассейнового моделирования: а — содержание  $C_{org}$  в нефтематеринской толще  $D_3fm$ ; б — содержание  $C_{org}$  в нефтематеринской толще  $C_1v$ ; в — мощность предъюрской эрозии (составил Ю.А. Волож); г — скважины, данные которых по температуре и отражающей способности витринита использованы в работе; д — карта палеобатиметрии для московского века; е — карта палеобатиметрии для кунгурского века; ж — карта палеобатиметрии для палеогенового времени; з — зона распространения кунгурских солей

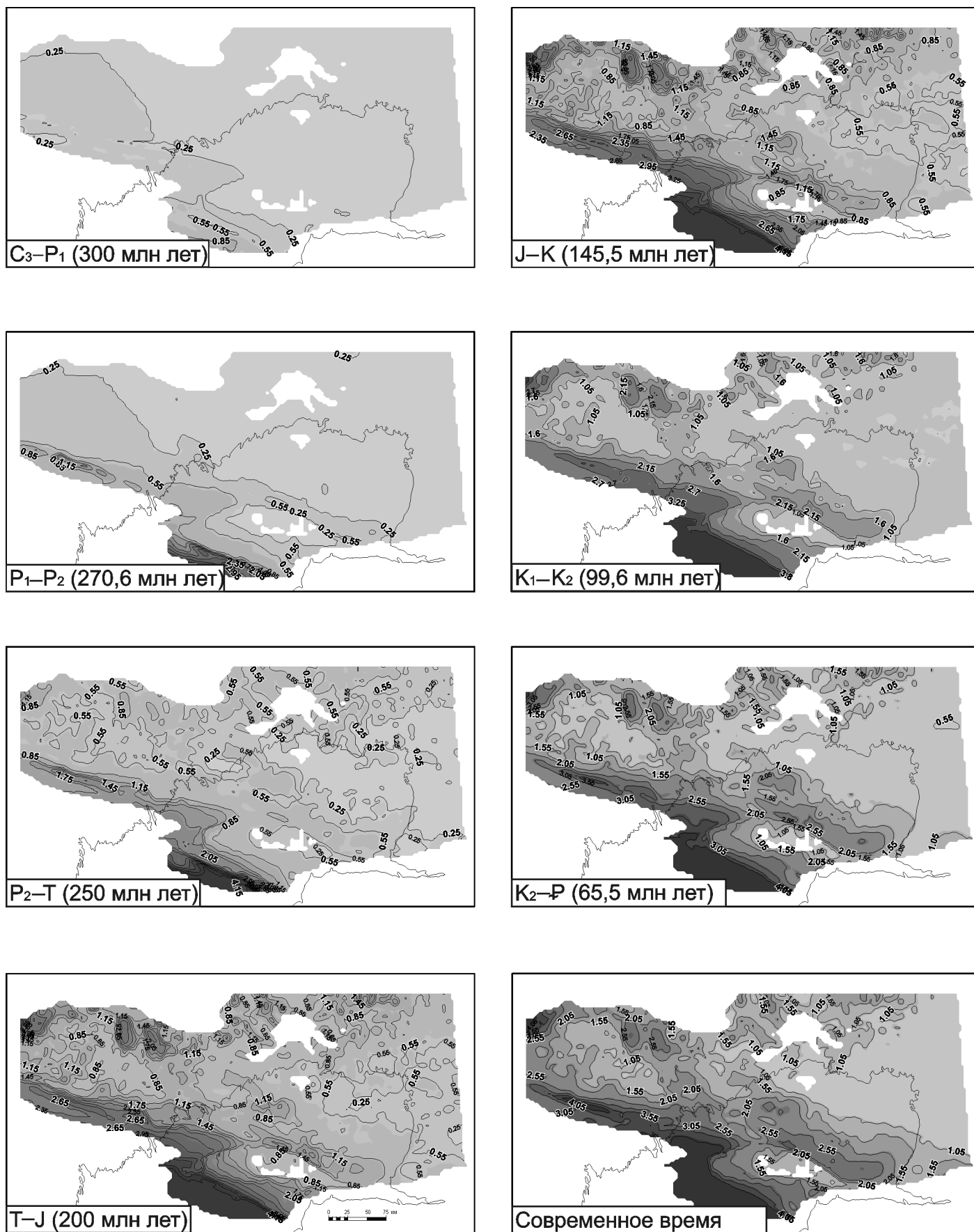


Рис. 5. История преобразования органического вещества нефтематеринской толщи позднедевонского возраста по показателю отражающей способности витринита

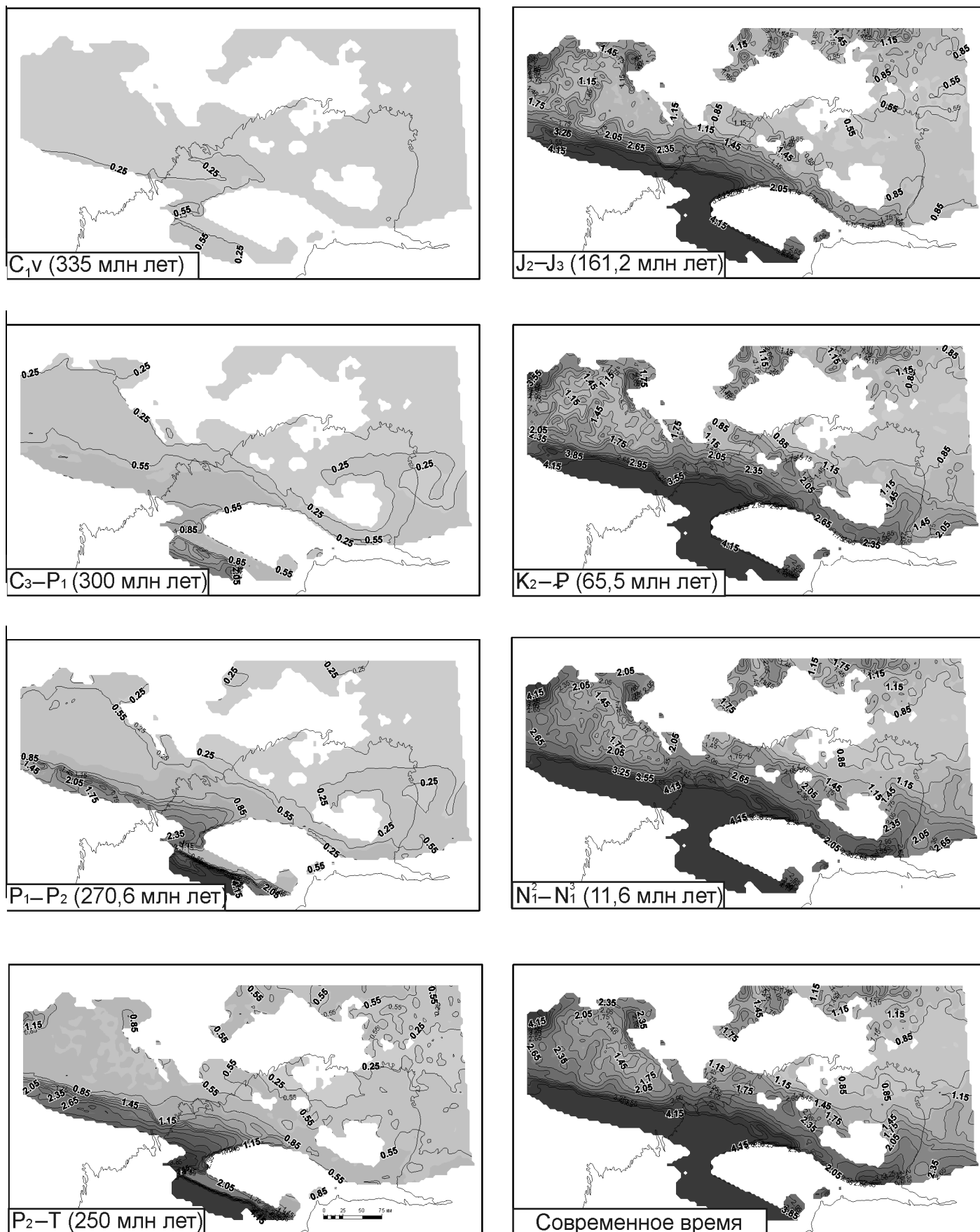


Рис. 6. История преобразования ранне-среднекаменноугольного органического вещества нефтематеринской толщи по показателю отражающей способности витринита

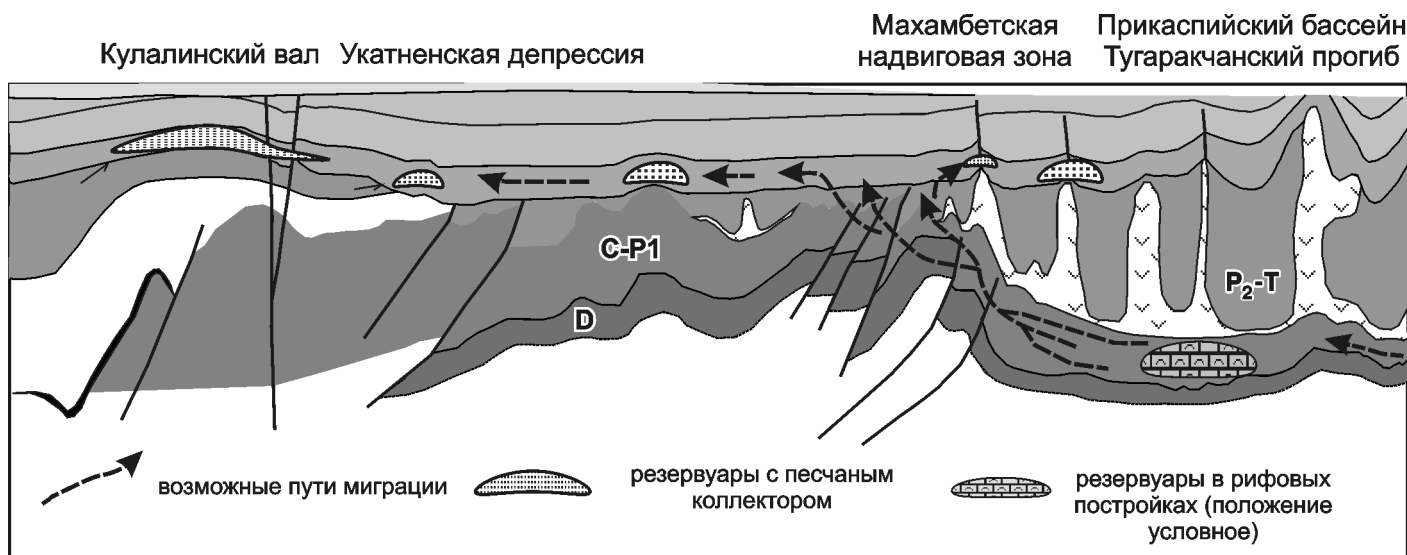


Рис. 7. Априорная модель формирования залежей УВ в Северном Каспии

[Волкова и др., 1992] и преимущественно нефтяным заполнением месторождений.

Нефтематеринские толщи ранне- и среднекаменноугольного возраста также вступили в нефтяное окно в южной части района к концу каменноугольного периода. В целом история преобразования этой толщи повторяет таковую для девонской нефтематеринской толщи. Остальные нефтематеринские толщи аналогично повторяют зональность и историю преобразования органического вещества.

Таким образом, приведенная характеристика и история трансформации органического вещества показывают, что генерация углеводородов в подсолевом комплексе продолжается и на сегодняшний день. В южной части района нефтематеринские толщи исчерпали свой потенциал в триасовое время. Западная часть рассматриваемой территории более преобразована, чем восточная. Установленные особенности преобразования позволяют прогнозировать генерацию углеводородов в юго-восточной части Прикаспийской впадины на большой глубине (свыше 6 км). Месторождения подсолевого комплекса также могли подпитываться за счет миграции углеводородов с более глубокопогруженных центральных частей Прикаспийской впадины и Тугаракчанского прогиба в позднем карбоне, а вследствие преартинской эрозии могли быть разрушены, чем предположительно можно объяснить присутствие окисленных битумов на месторождении Тенгиз и в структуре Каратон.

В пределах Северного Каспия открытые месторождения в мезозойском комплексе преимущественно нефтяные. Юрские нефтематеринские толщи по результатам моделирования не вступили в зону генерации углеводородов. Заполнение флюидами объясняется потоками из северного подсолевого очага в области, где заканчиваются солеродные отложения, а сама структура палеозойского комплекса становится смятой вследствие деформации. Вероят-

но, происходило просачивание флюидов в верхние мезозойские коллекторы. Это объясняет заполнение структур Каламкас-море, Хазар, Ауэзов и полуострова Бузачи (рис. 7).

По результатам исследований Э.С. Воцалевского, нефти Бузачинского поднятия по составу биомаркеров относятся к единому генетическому типу, имеющему признаки генерации морскими терригенно-карбонатными комплексами [Воцалевский, Шлыгин, 2004]. Таким образом, мезозойские структуры, расположенные у границы распространения кунгурских солей, наиболее перспективны.

**Заключение.** Итак, отмечается закономерная зональность трансформации палеозойских нефтематеринских толщ в пределах рассмотренного района: в южной его части нефтематеринские толщи исчерпали свой потенциал в триасовое время, в западной части генерация закончилась в кайнозойское время (конец мела, палеоген, неоген в зависимости от нефтематеринской толщи), а в восточной части генерация продолжается и на сегодняшний день. Этот факт объясняет фазовое различие открытых месторождений (на западе преимущественно газовые, на востоке нефтяные). Соответственно Южно-Жамбайское поднятие заполнено предположительно более газовыми углеводородами. Заполнение флюидами мезозойских коллекторов в пределах Северного Каспия объясняется потоками из северного подсолевого очага.

Однако заполнение структур зависит от удаленности от подсолевого очага. Так, месторождения Хазар и Ауэзов расположены в 30 и 40 км соответственно от зоны распространения кунгурских соленосных толщ, тогда как разбуренная структура Курмангазы, не давшая положительного результата, — в 80 км. Таким образом, мезозойские структуры, расположенные у границы распространения кунгурских солей, наиболее перспективны на нефтяные углеводороды.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

*Абилхасимов Х.Б.* Условия формирования природных резервуаров подсолевых отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности: Автореф. докт. дис. М., 2009.

Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии. Алма-Ата, 2002.

*Афанасенков А.П., Скворцов М.Б., Никишин А.М.* и др. Геологическая история и нефтяные системы Северного Каспия // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2008. № 3. С. 3–10.

*Волкова Т.П., Пуанова С.А., Твердова Р.А., Чахмачев В.А.* Прогноз фазовых состояний углеводородов на больших глубинах месторождения Тенгиз // Геология нефти и газа. 1992. № 3. С. 35–40.

*Воцалевский Э.С., Шлыгин Д.А.* Нефтегазовые системы осадочных бассейнов Казахстанского сектора Каспийского моря // Геология Казахстана. Алм-Ата, 2004. С. 330–342.

*Глумов И.Ф., Миловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В.* Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. 342 с.

Поступила в редакцию  
27.04.2010