

УДК 553.983

М.С. Тихонова¹, А.Г. Калмыков², Д.А. Иванова³, О.В. Видищева⁴,
Г.А. Калмыков⁵, Р.Б. Борисов⁶

МОДЕЛЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СОЕДИНЕНИЙ В ПУСТОТНОМ ПРОСТРАНСТВЕ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА

ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова»,
119991, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, 1

Фонд «Национальное интеллектуальное развитие», 119234, Москва, Ломоносовский проспект, 27, стр. 1

ФГБУП «Ордена Трудового Красного Знамени Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН»,
119991, Москва, ГСП-1, Ленинский проспект, 29

Lomonosov Moscow State University, 119991, Moscow, GSP-1, Leninskiye Gory, 1

A.V. Topchiev Institute of Petrochemical Synthesis RAS, 119991, Moscow, GPS-1, Leninskii prospect, 29

Fund «National intellectual development», 119234, Moscow, Lomonosovskii prospect, 27, bd. 1

Приведены результаты изучения молекулярного состава углеводородных соединений (УВС) в открытых и закрытых порах нефтематеринских пород баженовского горизонта. Исследования показали, что использование растворителей разной полярности позволяет доизвлекать УВС как из открытых, так и из закрытых пор образцов пород, а их состав систематически отличается как по распределению нормальных алканов, так и по величинам биомаркерных параметров, характеризующих зрелость и условия осадконакопления. Показано, что УВС в открытых порах более термически преобразованы, чем УВС закрытых пор, и в обоих случаях зрелость может снижаться в запечатанных порах, особенно в запечатанных смолисто-асфальтеновыми соединениями, растворимыми спиртобензолом. Значения таких параметров, как Pr/Ph и dia/(dia+reg) C27, закономерно выше для битумоидов открытых пор, но значения C29/C30 и H35S/H34S значительно выше в битумоидах из закрытых пор и могут варьировать в запечатанных порах относительно открытой части пространства.

Предложена уточненная модель распределения УВС в поровом пространстве, которая характеризуется наличием остаточных легких УВС в открытых порах, а также двумя видами запечатанных пор, в которых УВС блокированы разными по составу смолисто-асфальтеновыми соединениями как в открытом, так и в закрытом поровом пространстве.

Ключевые слова: высокоуглеродистые формации, баженовская свита, модель порового пространства, хромато-масс-спектрометрия, биомаркерный анализ.

The article provides the results of the hydrocarbon compounds (HCS) molecular composition in open and closed pores of the Bazhenov horizon source rocks studying. Extraction with solvents of different polarity allows to withdraw additional HCS from both open and closed pores of rock samples, and their composition systematically differs both in the distribution of normal alkanes and in the values of biomarker parameters characterizing the maturity and sedimentary conditions. HCS in open pores is more thermally matured than HCS in closed pores, and in both cases, maturity can decrease in blocked pores, especially in those sealed with soluble in alcohol-benzene resins-asphaltenes. The values of parameters Pr/Ph and dia/(dia+reg)C27 are higher for bitumen in open pores, but the values of C29/C30 and H35S/H34S are much higher for bitumen in closed pores, and can vary in blocked pores with respect to the open ones. As a result, a improved model of HCS distribution in the pore space was proposed, which shows the presence of residual light HCS in open pores, as well as two types of blocked pores, in which HCS are sealed by different resins-asphaltenes in both open and closed pore spaces.

Keywords: high-carbon formations, Bazhenov formation, pore space model, gas chromatography-mass spectrometry, biomarker analysis

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, вед. инженер; *e-mail:* mgtikhonova@gmail.com

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, ст. науч. с., канд. хим. н.; *e-mail:* a.g.kalmykov@gmail.com

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, вед. инженер; *e-mail:* dane4ka.ivanova@yandex.ru

⁴ Фонд «Национальное интеллектуальное развитие», геолог; *e-mail:* vid6877@yandex.ru

⁵ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, профессор, док. геол.-мин. н.; *e-mail:* gera64@mail.ru

⁶ Институт нефтехимического синтеза имени А.В. Топчиева РАН, вед. науч. с., канд. хим. н.; *e-mail:* borisov@ips.ac.ru

Введение. Баженовский горизонт, в который входят баженовская свита (БС) и ее стратиграфические аналоги, распространена на территории Западной Сибири и характеризуется повышенным содержанием органического вещества (ОВ), в том числе керогена (твердое нерастворимое в органических растворителях ОВ), из которого в процессе геологической эволюции генерируются нефть и газ. В результате горизонт представляет собой нефтегазоматеринскую толщу. После генерации часть углеводородных соединений (УВС) мигрирует по разрезу и насыщает резервуары, однако в породах сохраняется часть сгенерированных УВС, а также аккумулярованные самими породами УВС. При этом проницаемость пород низкая, а пористость большинства пород редко достигает 2%. Сложное строение формации, изменчивость по площади вкупе с низкой пористостью и проницаемостью создают дополнительные сложности при разработке толщи [Калмыков, Балушкина, 2017; Ступакова и др., 2015].

УВС баженовской свиты представляют собой легкую подвижную фракцию нефти наряду с тяжелыми и малоподвижными смолисто-асфальтевыми соединениями. На количество и соотношение разных УВС влияют не только исходные обстановки осадконакопления и первичные диа- и катагенетические процессы, но и вторичные процессы преобразования пород, способствующие формированию нового порового пространства (в том числе коллекторских интервалов) внутри толщи [Кирюхина и др., 2015;

Хотылев и др., 2019]. Согласно работе Г.А. Калмыкова и Н.С. Балушкиной [2017], открытое поровое пространство содержит подвижную нефть, УВС могут свободно перемещаться, происходят процессы миграции и смешения. Часть порового пространства блокируют смолисто-асфальтевые УВС, запечатывая подвижную часть нефти, так формируются запечатанные поры [Билибин и др., 2015].

Закрытая пористость формируется в матрице в момент седиментации пород, после чего закрытые поры могут переходить в открытые в результате процессов преобразования пород, в частности, растворения отдельных минералов, изменения размеров и формы глинистых минералов и керогена, других процессов. УВС в закрытых порах не могут перемещаться в объеме породы без разрушения минеральной матрицы. Наличие различных пор, поровых каналов малого диаметра, обуславливает низкую проницаемость, это позволило С.И. Билибину с соавторами [2015] предположить, что битумоиды, заполняющие поровое пространство, могут распределяться неоднородно, а часть УВС находится в связанном состоянии и блокирует часть пор. В результате была предложена модель заполнения порового пространства (рис. 1).

Существующая модель порового пространства предполагает, что все УВС в открытом поровом пространстве подвижны, а УВС закрытых и запечатанных пор одинаково. В то же время наличие неподвижных УВС и тяжелых смолисто-асфальте-



Рис. 1. Модель заполнения пустотного пространства, по [Билибин и др., 2015]

новых соединений позволяет предполагать, что сорбированные УВС и блокирующие поры УВС могут различаться. Существует предположение, что часть легких УВС может сорбироваться на поверхности керогена, и они не будут подвержены миграции. В то же время модель не рассматривает влияние степени катагенетической преобразованности пород на распределение УВС в поровом пространстве.

Основная методика извлечения УВС — экстракция образцов различными растворителями. Работы по изучению состава УВС в открытых и закрытых порах проводили многие исследователи [Sajó et al., 1983; Price, Clayton, 1992; Wilhelms, 1996; Костенко, 2014; Mohnhoff et al., 2016; Конторович и др., 2018]. Результаты исследований показали, что возможны различия в составе УВС в разных частях порового пространства. Эти различия могут свидетельствовать о протекании ряда вторичных процессов во время и после генерации УВС, происходивших в породах, запечатывании пор на определенных этапах геологической эволюции территории, возможных различиях в скорости преобразования ОВ в разных участках порового пространства.

Ранее нами было показано, что гексан позволяет извлекать УВС из открытых пор, состав которых близок к составу добываемой нефти. После растворения смолисто-асфальтеновых соединений хлороформом в породах все еще остаются запечатанные поры, а блокирующие их смолисто-асфальтеновые соединения растворяются только в более полярном растворителе — спиртобензоле [Тихонова и др., 2019].

Использование трех разных по полярности и растворяющей способности растворителей (ступенчатая экстракция) позволяет выделить подвижную часть УВС в открытых порах (охарактеризовать УВС, соответствующие добываемой нефти из традиционных и нетрадиционных коллекторов); УВС, заблокированные смолисто-асфальтеновыми соединениями, и УВС закрытых пор. Хромато-масс-спектрометрические исследования полученных экстрактов дают возможность изучать различия в составе УВС и делать предположения о процессах заполнения порового пространства в ходе геологической эволюции пород, отслеживать механизмы генерации, миграции и аккумуляции различных соединений.

В статье приведены результаты исследования УВС, извлеченных из открытых, запечатанных и закрытых пор пород баженовского горизонта. Цель работы — выявление особенностей распределения УВС в объеме пород и оценка влияния процессов, протекавших на начальных стадиях катагенетического преобразования пород, на их количество и состав. Кроме того, стояла задача оценить достоверность предложенной ранее модели.

Материалы и методы исследований. Исследованные образцы. Исследованы образцы пород из нескольких скважин разреза баженовского горизонта, находящихся на разных месторождениях Западно-Сибирского нефтяного бассейна. Принципиальное

различие между ними заключается в разной степени катагенетической преобразованности ОВ: в скважине А — ПКЗ, в скважине Б — МК1-2, в скважине В — МК2 (по данным измерений Rock-Eval). Скважины, в которых более высокая степень преобразованности ОВ, не рассматривали, так как процессы преобразования могли протекать как в результате длительного прогрева пород при повышенной температуре, так и вследствие кратковременного гидротермального воздействия.

Установить характер прогрева в настоящее время не представляется возможным, поэтому образцы из таких скважин мы не изучали. Образцы отбирали по всему разрезу баженовского горизонта. Для исключения влияния литологического состава пород исследования не проводились на образцах из литотипов с повышенным содержанием карбонатного материала, радиоляритов или интервалов с содержанием керогена, существенно превышающим среднее значение по разрезу.

Методики исследования. Исследуемые образцы экстрагировали по методике ступенчатой экстракции, подробно описанной в статье М.С. Тихоновой с соавторами [2019]. В качестве растворителей использовали гексан, хлороформ и спиртобензол. Экстракцию выполняли последовательно сначала на цилиндрических образцах размером 30×30 мм для изучения УВС в открытых порах, после чего образец дробили, последовательная экстракция проводилась уже на порошке.

Состав основных алкановых и полициклических биомаркеров метаново-нафтенной фракции (мальтенов) определяли методом хромато-масс-спектрометрии (ХМС). Хромато-масс-спектрометрический анализ выполняли на газовом хроматографе ThermoQuest Trace GC, соединенном со спектрометром Finnigan MAT900. Условия газохроматографического анализа: газ-носитель — гелий, скорость потока 30 см/с при 100 °С. Капиллярная кварцевая колонка имеет размер 30 м×0,25 мм (внутренний диаметр) со слоем толщиной 15 мкм фазы DB-1701 (14%-й цианопропилфенилсиликон). Температурная программа — нагрев с 50 до 320 °С со скоростью 3 °С/мин и последующим удержанием 30 мин. Общая длительность программы 2 ч. Условия масс-спектрометрического анализа: электронная ионизация 70 эВ (EI), диапазон масс 50-800 AMU, скорость сканирования — до 2000 AMU/с, температура ионного источника 250 °С. Полученные хроматограммы обрабатывали с помощью программы Xcalibur.

Результаты исследований и их обсуждение. Проведенные исследования позволили установить, что как в открытых, так и в закрытых порах битумоиды последовательно извлекаются гексаном, хлороформом и спиртобензолом. На основании данных предыдущих работ было выдвинуто предположение, что извлекаемые гексаном УВС характеризуют не заблокированное поровое пространство — молекулы

потенциально могут свободно по нему перемещаться. Хлороформ извлекает часть УВС из запечатанных пор, спиртобензол извлекает остальные УВС, что подтверждается результатами пиролиза. Мы используем следующие обозначения: ОП — открытые поры, ЗП — закрытые. По названию растворителя характеризуется положение УВС в отдельных участках порового пространства.

Масса полученных экстрактов. Масса битумоидов, полученных в ходе ступенчатой экстракции, может существенно варьировать от ~0,05 до 1,2 г (рис. 2). В целом количество полученного битумоида не зависит от катагенетической преобразованности пород исследуемых скважин. При этом у образцов из скважин А и Б наибольшим количеством выхода УВС характеризуется хлороформенный экстракт ОП. А в образцах из скважины В разница между массами экстрактов разных ступеней не столь существенна. Отметим, что в отдельных образцах масса экстрактов из закрытых пор в целом может быть как ниже, так и существенно превышать массу битумоидов, полученных из открытых пор. Таким образом, количество УВС, извлекаемых из закрытых пор, существенно, что при разнице молекулярного состава УВС открытых и закрытых пор может повлиять на интерпретацию масс-хроматографических данных, полученных путем одноступенчатой экстракции.

По результатам разделения битумоидов на мальтены и асфальтены установлено, что от экстрактов из открытых пор к экстрактам из закрытых пор снижается доля мальтеновой фракции. Эта тенденция характерна для образцов из всех трех исследуемых скважин, однако с увеличением зрелости ОВ происходит небольшое увеличение отношения мальтенов к асфальтенам в УВС из закрытых пор.

Нормальные алканы. Характер распределения n-алканов меняется в зависимости от этапа экстракции для образцов из каждой скважины. Для незрелых УВС из скважины А характерно смещение

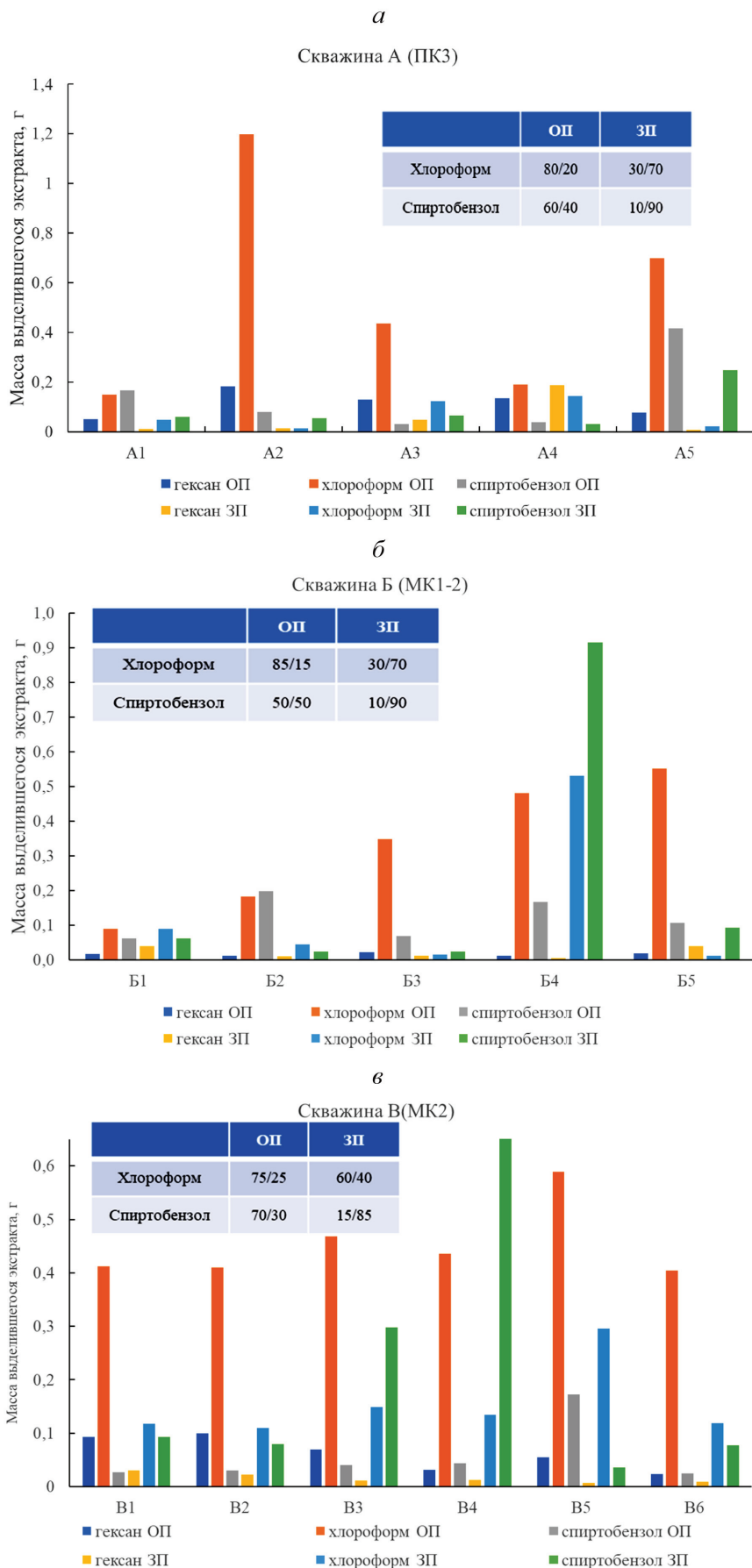


Рис. 2. Массы выделившихся битумоидов, полученных путем ступенчатой экстракции образцов пород баженковского горизонта: *a* — из скважины А; *б* — из скважины Б; *в* — из скважины В. Приведено среднее соотношение мальтенов и асфальтенов в разных экстрактах

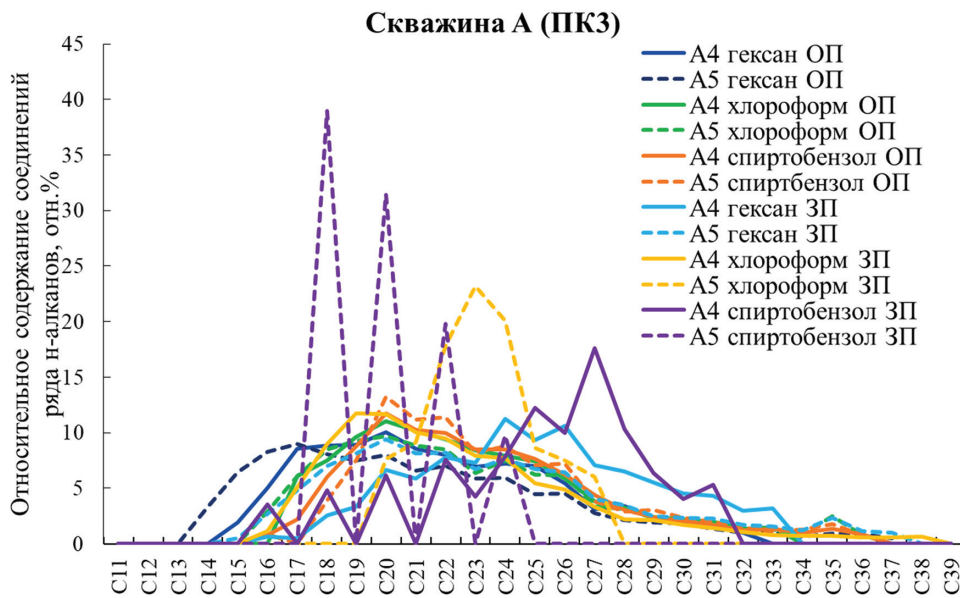
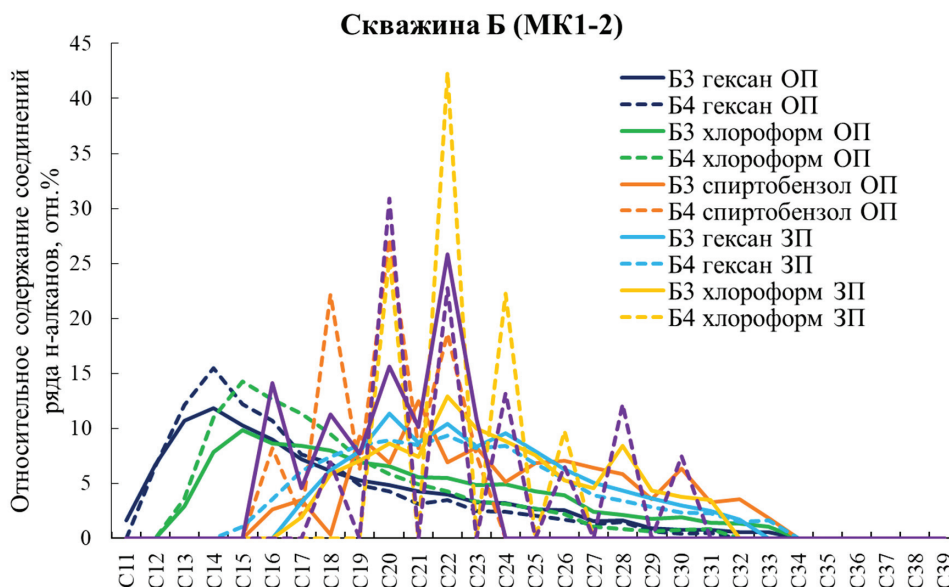


Рис. 3. Распределение нормальных алканов в экстрактах из открытых, закрытых и запечатанных пор нескольких образцов пород баженовского горизонта из скважины А

максимума распределения н-алканов от гексанового экстракта из ОП к спиртбензольному экстракту из ЗП (рис. 3). Больше всего отличаются спиртбензольные экстракты из ЗП — для них выявлен сокращенный ряд н-алканов, отмечено преобладание четных н-алканов над нечетными, что может быть признаком низкой степени термической зрелости УВС [Peters et al., 2005]. При этом признак преобладания одних н-алканов над другими встречен во всех экстрактах из ЗП.

Для более зрелого ОВ из скважины Б характерно более выраженное смещение максимума от гексановых и хлороформенных экстрактов ОП к спиртбензольным ОП и ЗП экстрактам (рис. 4). В этом случае преобладание четных алканов над нечетными характерно не только для спиртбензольных ЗП экстрактов, но и для спиртбензольных ОП и хлороформенных ЗП экстрактов. Для гексановых ЗП экстрактов такая особенность выражена слабо.



Наличие ярко выраженных характерных признаков низкой зрелости УВС в более преобразованных породах можно объяснить локальным воздействием температуры, в результате чего процессы происходили интенсивнее, тогда как в закрытых порах преобразование было замедлено отсутствием

возможности удаления УВС из зоны генерации. В случае кратковременного воздействия более высокой температуры могли формироваться газы, которые не будут видны на распределении н-алканов, однако сыграют ключевую роль в создании более высокого давления и замедлении протекания процессов.

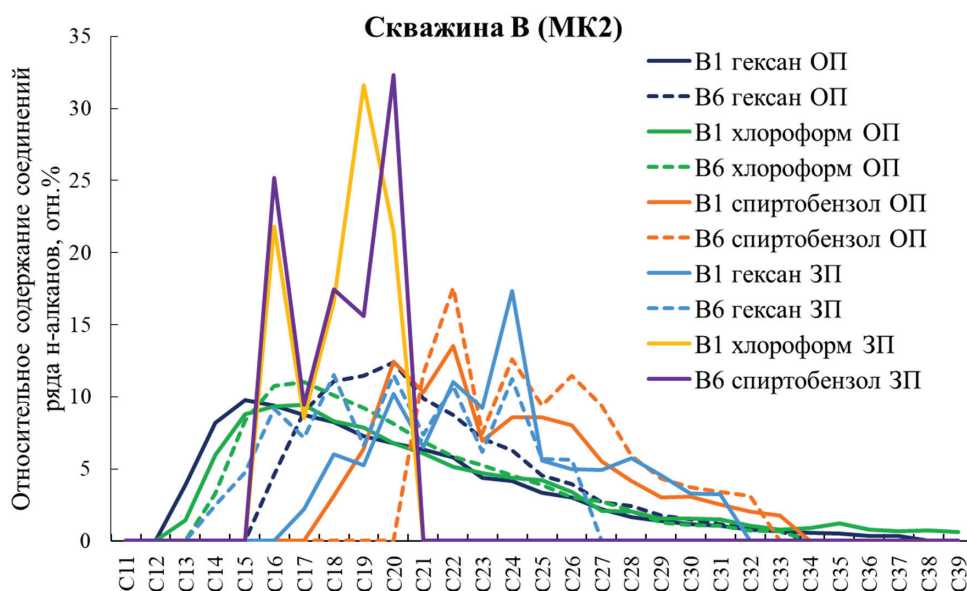
Для образцов наиболее зрелых пород из скважины В, в отличие от таковых из скважины Б, характерно отсутствие различий положения максимума для гексанового и хлороформенного экстракта ОП (рис. 5). Для остальных экстрактов характерно как смещение положения максимума в высокомолекулярную область, так и преобладание четных н-алканов над нечетными. При этом степень преобладания одних н-алканов над другими ниже, что подтверждает данные пиролиза, характеризующие ОВ этой скважины как более термически преобразованное.

Важно отметить, что с ростом термической зрелости распределение н-алканов меняется, однако

в извлеченных битумоидах наблюдаются некоторые различия между экстрактами. Таким образом, наиболее легкие компоненты битумоидов, экстрагированных из разных участков порового пространства, преимущественно имеют

Рис. 4. Распределение нормальных алканов в экстрактах из открытых, закрытых и запечатанных пор нескольких образцов пород баженовского горизонта из скважины Б

Рис. 5. Распределение нормальных алканов в экстрактах из открытых, закрытых и запечатанных пор из нескольких образцов пород баженовского горизонта из скважины В



закономерные различия в составе как в единичных образцах, так по разрезу скважины.

Биомаркерные параметры. Биомаркерные параметры в отдельных образцах могут меняться как закономерно (рис. 6), так и не иметь выраженной корреляции с характеристиками экстрактов (рис. 7). Это касается как параметров условий осадконакопления, так и параметров зрелости. Как видно на рис. 6, параметр зрелости C29/C30 возрастает в экстрактах из ЗП, при этом различия между величинами этого параметра в экстрактах уменьшаются с увеличением общей зрелости ОВ в породах. В то же время отношение Pr/Ph существенно уменьшается в спиртобензольных экстрактах из ЗП и в гексановых — из ОП. Эти особенности распределения биомаркерных параметров требуют дополнительных исследований для объяснения выявленных явлений.

По величине параметров уровня термической зрелости экстракты из образцов отличаются значительно, но при этом не наблюдается закономерное изменение относительно ступеней последовательной экстракции. Так, в ряде образцов наибольшей зрелостью могут обладать хлороформенные экстракты из ОП, в других — гексановые из ОП, иногда зрелость примерно схожая у экстрактов из ОП и ЗП (рис. 8). При этом точки на графиках, обозначающие величины параметров при одноступенчатой экстракции порошка хлороформом, обычно не являются средним значением для набора величин по ступеням экстракции, хотя в целом могут быть использованы для обобщенной характеристики зрелости УВС образца. Таким образом, при общей тенденции к более высокой зрелости УВС в открытых порах различия могут наблюдаться в разных участках порового пространства, а на расхождение параметров, вероятно, могли влиять вторичные процессы.

Для оценки изменчивости характеристик УВС в разных частях порового пространства по разрезу были построены графики для всех экстрактов из каждой скважины (рис. 9–11). Полученные результаты позволили проследить характерные изменения в ряду от экстрактов из ОП к экстрактам из ЗП. Например, в образцах из скважины А, в которой ОВ не вступило в главную зону нефтеобразования,

гексановые и хлороформенные экстракты ОП характеризуются большими величинами параметров Pr/Ph и dia/(dia+reg)C27, чем спиртобензольные экстракты из ОП и все экстракты из ЗП (рис. 9).

Для таких параметров, как C29/C30 и H35S/H34S, наоборот, экстракты из ОП в основном обладают меньшими величинами параметров, чем экстракты из ЗП (рис. 10). Отметим, что как в первом, так и во втором примере разница между величинами довольно существенна, что в случае одноэтапной экстракции при большом количестве вещества из закрытых пор может привести к искажению интерпретации биомаркерных параметров и некорректной корреляции нефть–битумоид.

По параметрам зрелости УВС во всех образцах в целом выявлено увеличение дифференциации величин параметров от незрелого вещества скважины А к наиболее катагенетически преобразованному из скважины В. Для последней отмечено наибольшая зрелость УВС для гексановых экстрактов из ОП, постепенно убывающая в ряду гексан ОП–хлороформ ОП (спиртобензол ОП)–гексан ЗП–спиртобензол ЗП (рис. 11). Спиртобензольные экстракты из ОП характеризуются наибольшим разбросом величин, возможно, это результат смешения разных типов УВС перед запечатыванием части порового пространства. Высказанное предположение требует дополнительных подтверждений.

Заключение. В результате работы уточнена модель распределения УВС в поровом пространстве пород баженовской свиты. На основании полученных данных можно сделать вывод, что УВС, содержащиеся в разных частях порового пространства пород баженовского горизонта, отличаются по молекулярному составу. В первую очередь это связано с термической зрелостью самих УВС, так как термическая зрелость влияет напрямую или косвенно на многие параметры. В то же время установлено, что зрелость УВС в закрытых порах ниже, чем у УВС в

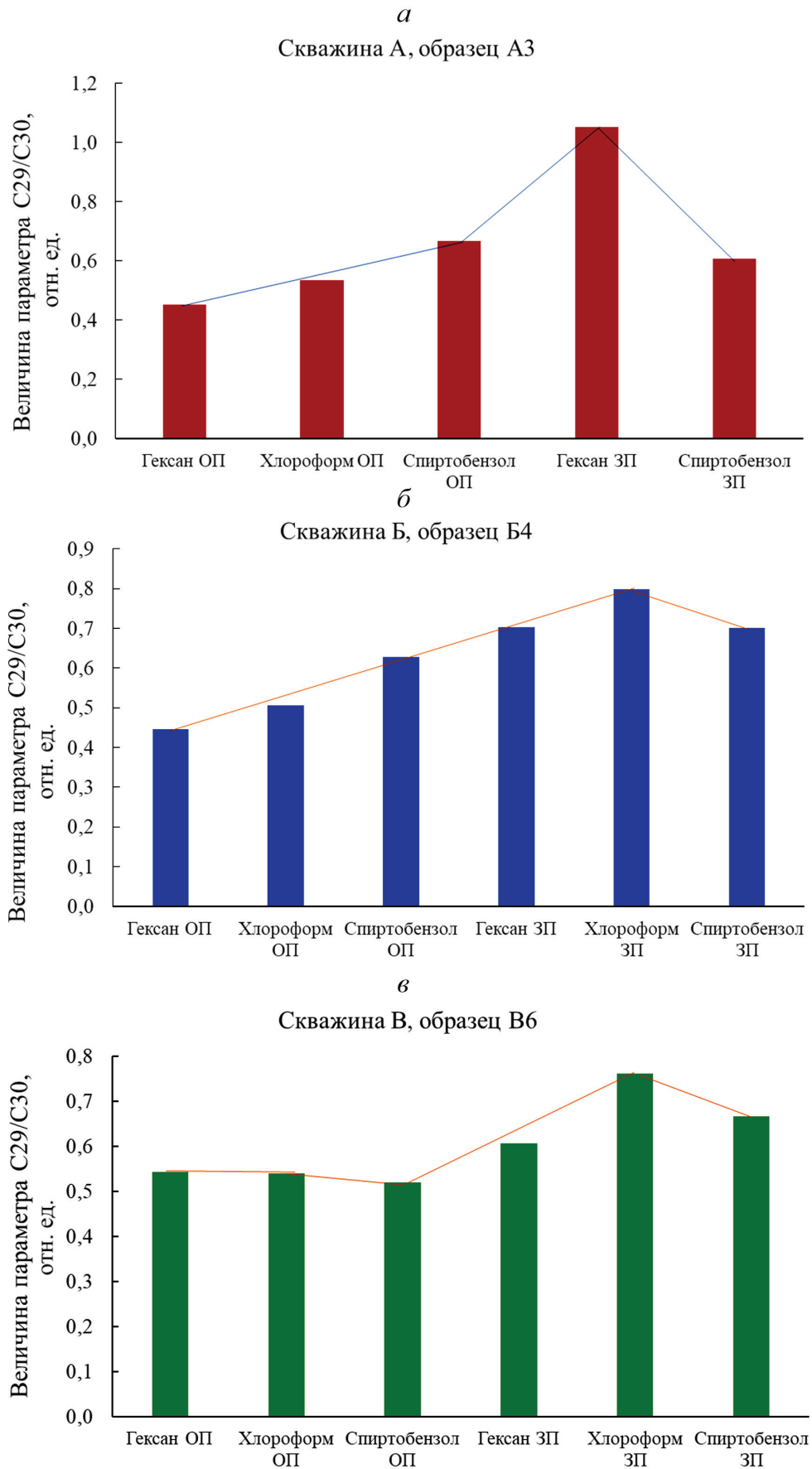


Рис. 6. Примеры изменения параметра C29/C30 в зависимости от положения УВС в пустотном пространстве отдельных образцов: *a* — скважина А, образец А3; *б* — скважина Б, образец Б4; *в* — скважина В, образец В6

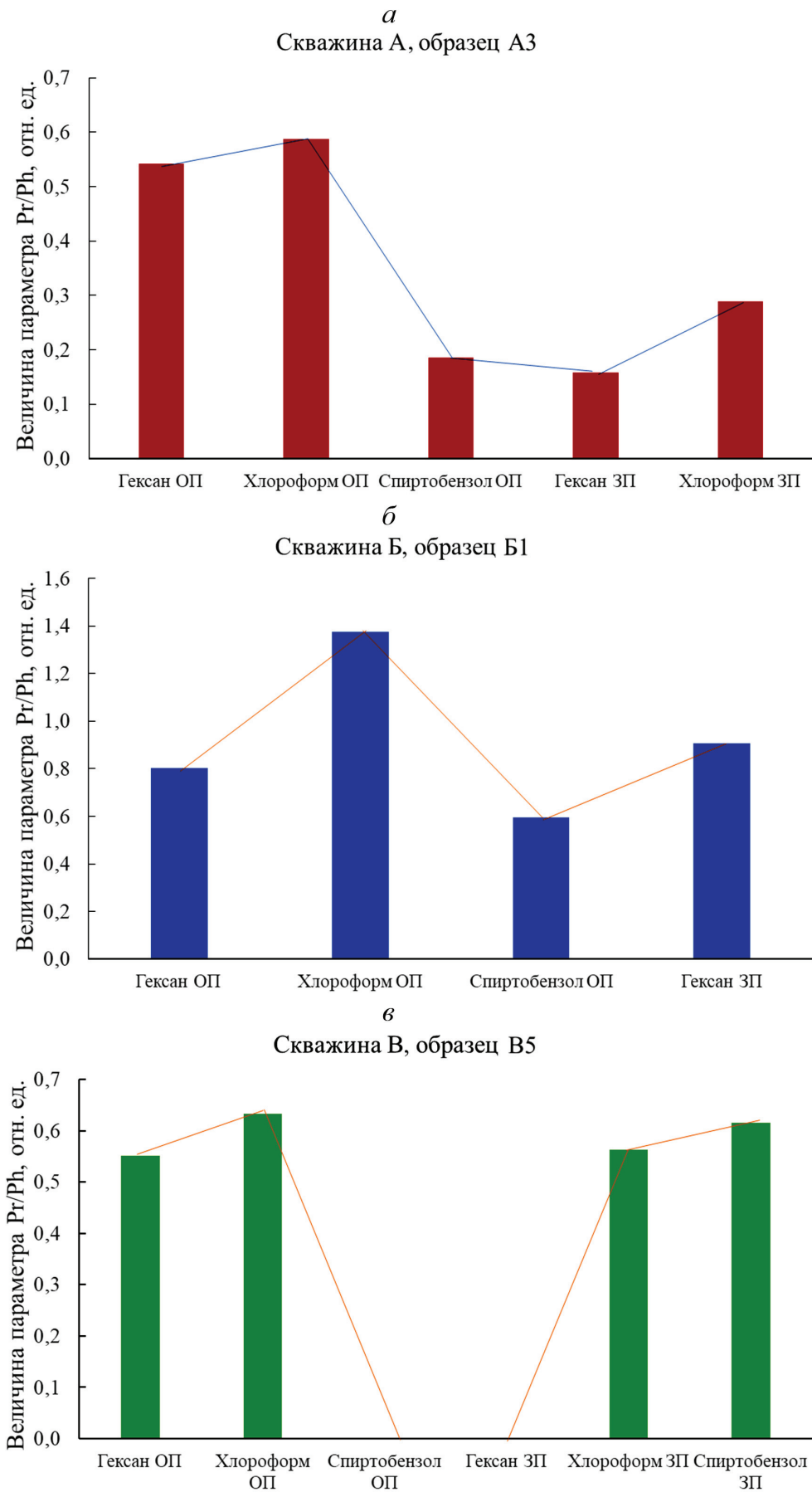


Рис. 7. Примеры изменения параметра Rg/Rh в зависимости от положения УВС в пустотном пространстве отдельных образцов: *a* — скважина А, образец А4; *б* — скважина Б, образец Б3; *в* — скважина В, образец В5

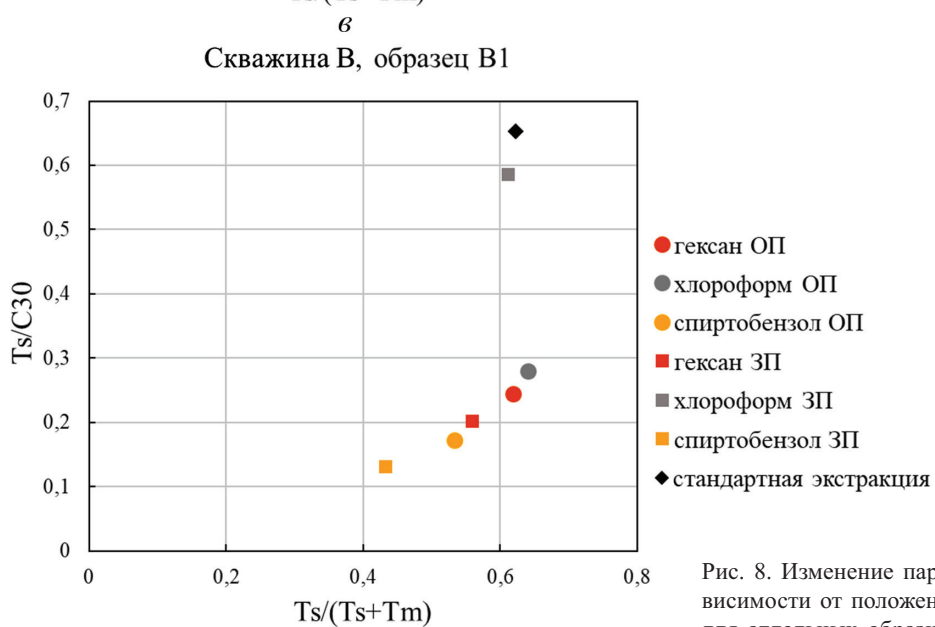
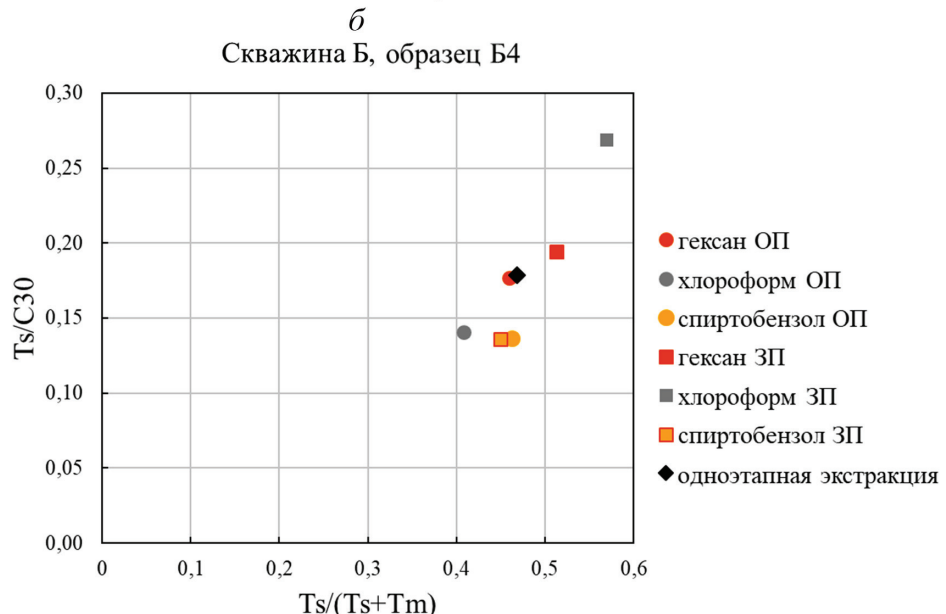
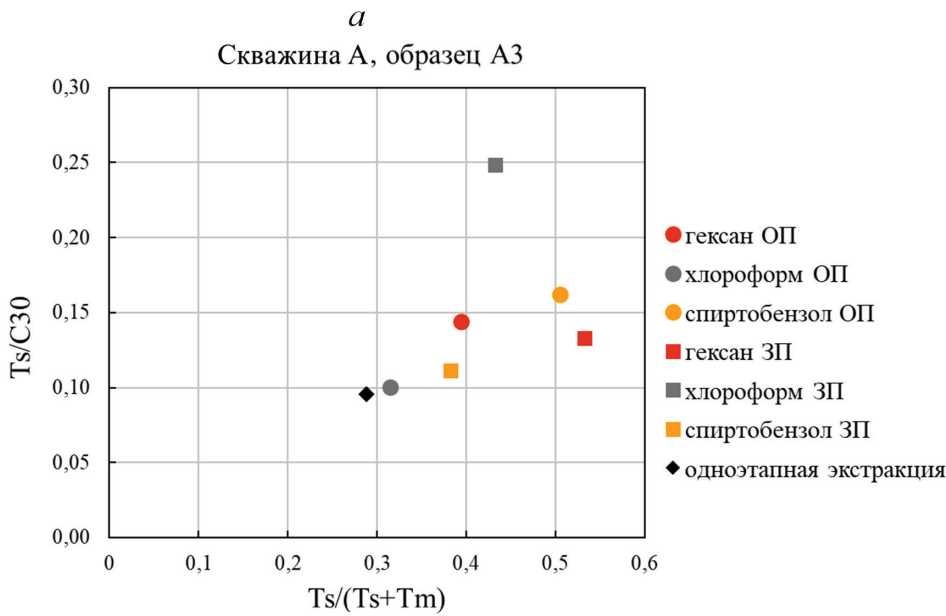
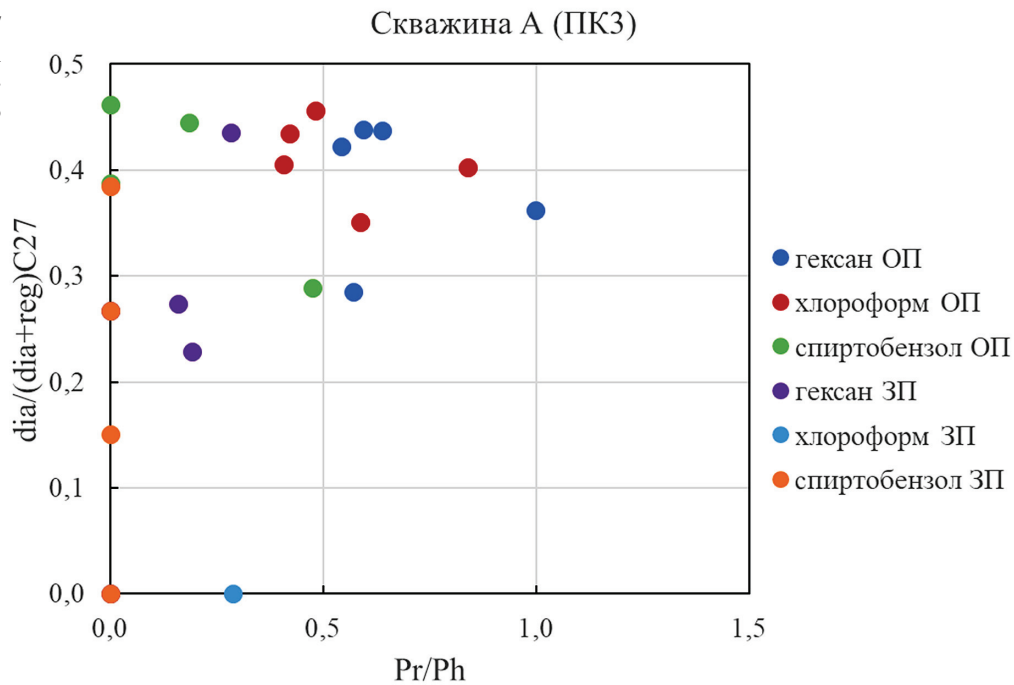


Рис. 8. Изменение параметров $Ts/C30$ и $Ts/(Ts+Tm)$ в зависимости от положения УВС в пустотном пространстве для отдельных образцов: *a* — скважина А, образец А3; *б* — скважина Б, образец Б4; *в* — скважина В, образец В1

Рис. 9. Изменение параметров $dia/(dia+reg)C27$ и Pr/Ph в экстрактах из разных частей пустотного пространства пород баженовского горизонта в скважине А



Скважина Б (МК2)

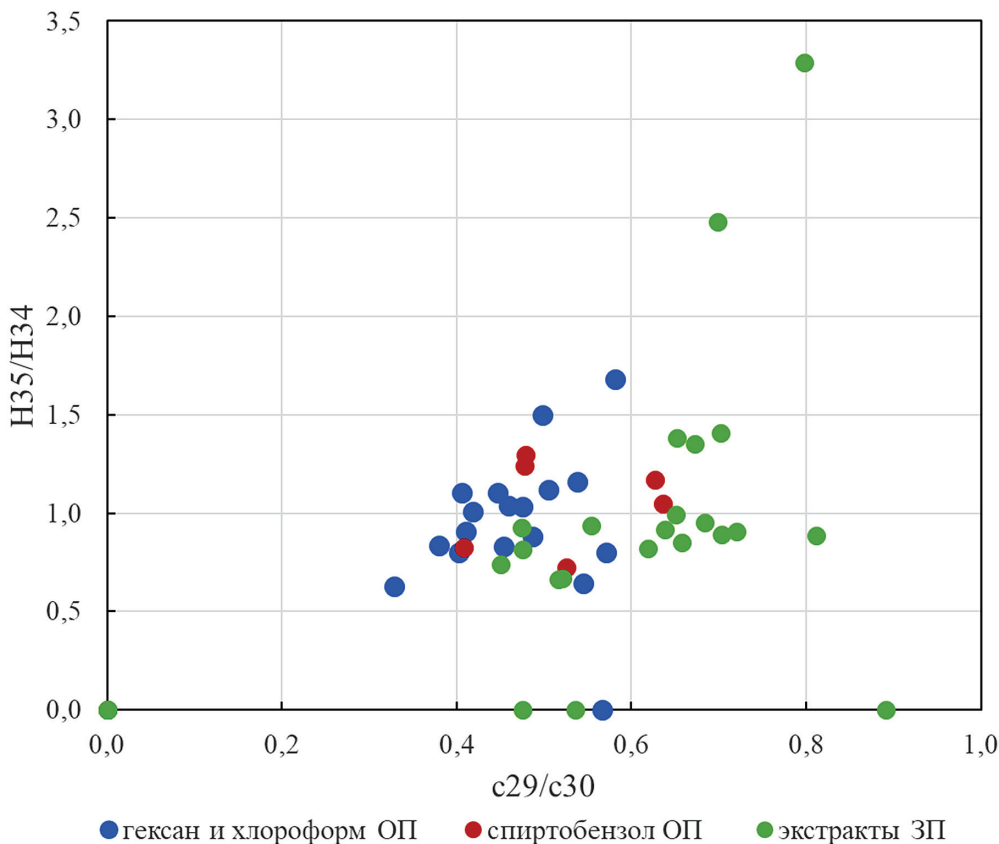


Рис. 10. Изменение параметров $H35/H34$ и $C29/C30$ в экстрактах из разных частей пустотного пространства пород баженовского горизонта в скважине Б

открытых порах. Вариации некоторых параметров условий осадконакопления требуют дополнительных исследований с целью установления зависимости величин параметров от характеристик пород и УВС. При этом установлено, что УВС различаются как между открытыми и закрытыми порами, так и в частях порового пространства, запечатанных смоли-

сто-асфальтовыми соединениями, растворимыми хлороформом и спиртобензолом (запечатанные поры). По ряду параметров это различие довольно существенное, что требует внесения изменений в существующую модель распределения УВС.

Дополненная модель распределения УВС в поровом пространстве пород баженовского горизонта

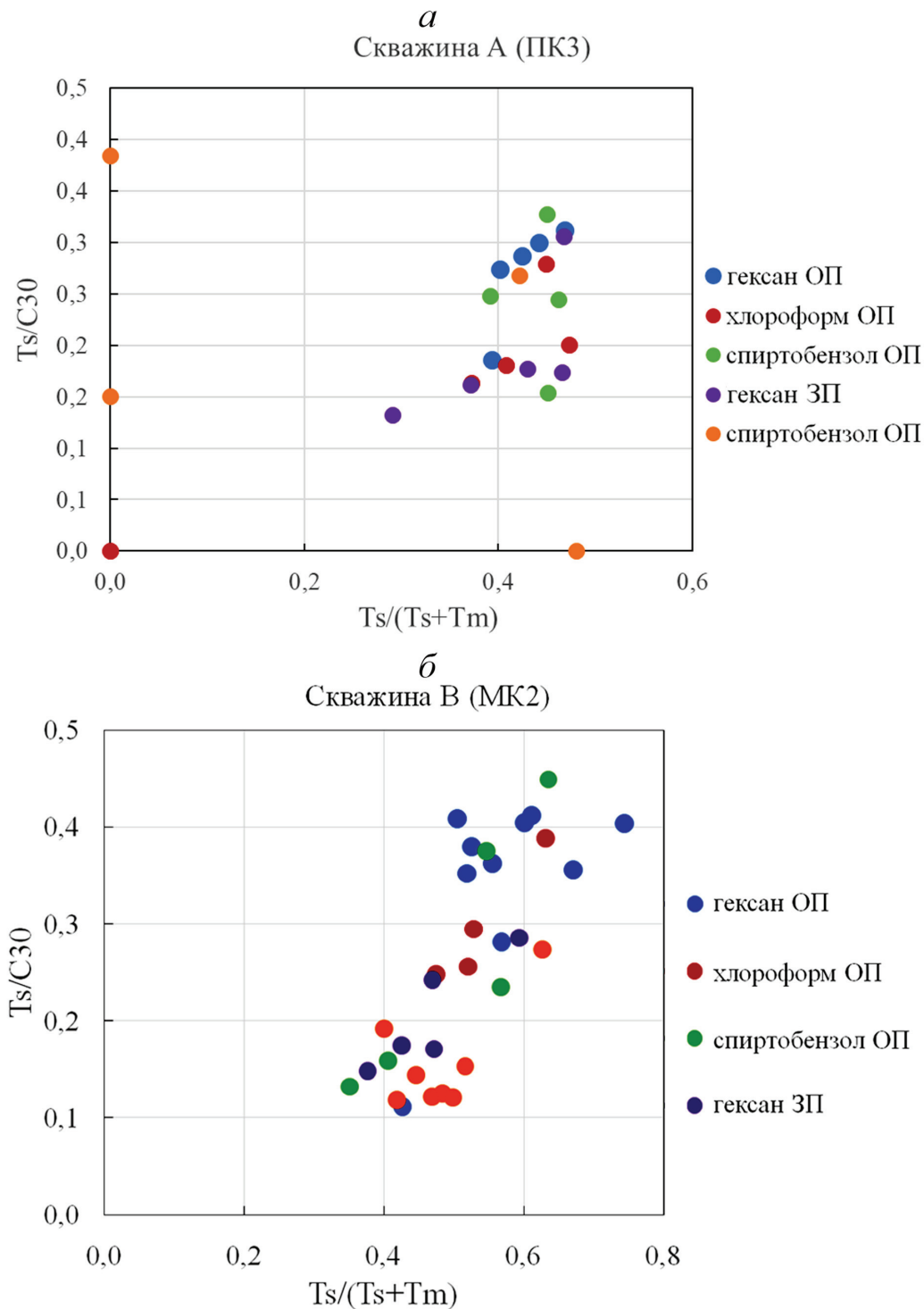


Рис. 11. Изменение параметров Ts/C_{30} и $Ts/(Ts+Tm)$ в экстрактах в зависимости от положения УВС в пустотном пространстве пород баженовского горизонта: *а* — в скважине А; *б* — в скважине В

приведена на (рис. 12). Согласно приведенной модели в открытых порах присутствуют остаточная нефть и легкие УВС, связанные на поверхности пор. Состав смолисто-асфальтеновых соединений, запечатывающих поры, различается, при этом отличается и состав УВС, запечатанных этими соединениями. Можно предполагать, что запечатывание порового пространства происходило в разные моменты геологической эволюции. Часть УВС, запечатанная растворимыми в хлороформе тяжелыми битумоидами, могла по-

пасть в поровое пространство в результате миграции, или, наоборот, часть УВС мигрировала из породы до момента запечатывания отдельных каналов. В результате необходимо дифференцировать УВС в разных частях порового пространства, учитывать эту дифференциацию при оценке ресурсов пород баженовского горизонта, а классическую одноступенчатую экстракцию применять с осторожностью и с учетом возможных неточностей получаемых результатов.

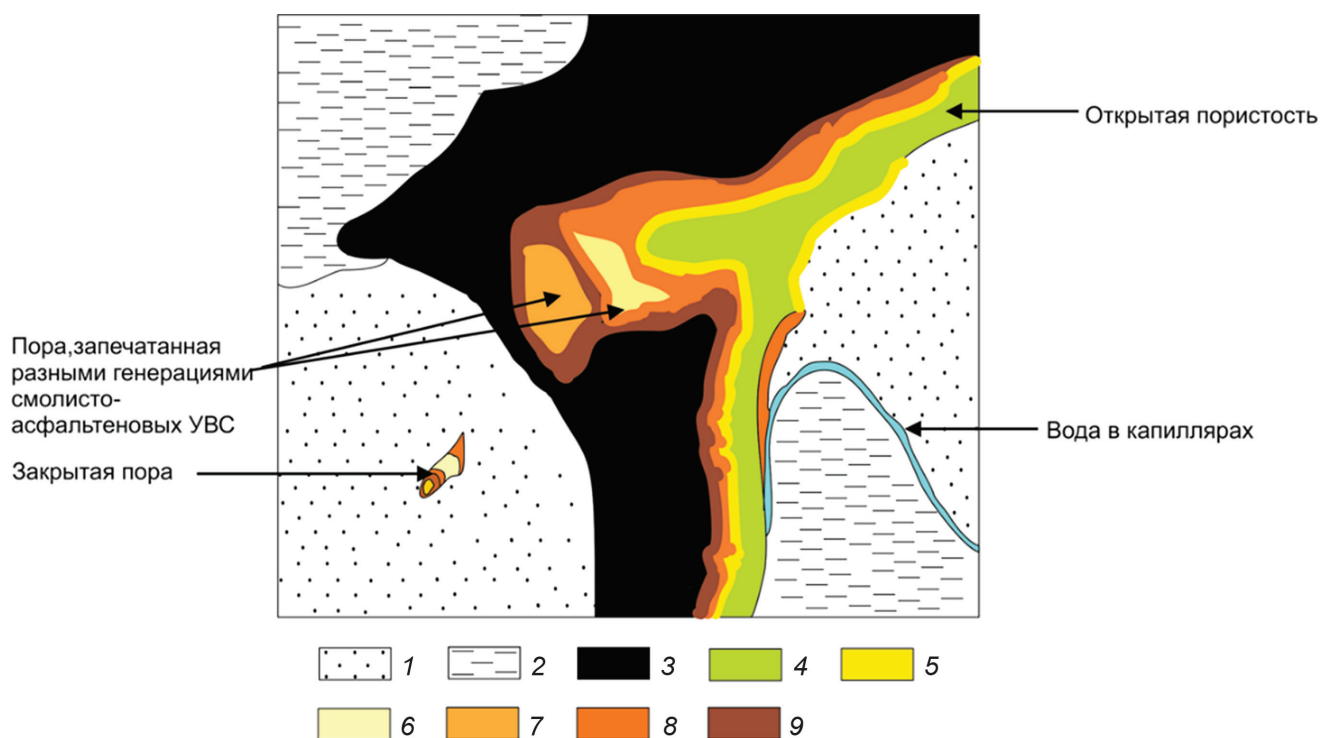


Рис. 12. Уточненная модель распределения УВС в пустотном пространстве пород баженовского горизонта: 1 — карбонатно-кремнистая часть матрицы; 2 — глинистые минералы; 3 — кероген; 4 — нефть; 5 — остаточные легкие УВС; 6 — подвижная нефть, блокируемая «хлороформными» смолисто-асфальтеновыми УВС; 7 — подвижная нефть, блокируемая «спиртобензольными» смолисто-асфальтеновыми УВС; 8 — смолисто-асфальтеновые УВС, извлекаемые хлороформом; 9 — смолисто-асфальтеновые УВС, извлекаемые спиртобензолом

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Билибин С.И., Калмыков Г.А., Ганичев Д.И., Балушкина Н.С. Модель нефтесодержащих пород баженовской свиты // Геофизика. 2015. № 3. С. 5–14.

Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. М.: ГЕОС, 2017. 247 с.

Кирюхина Т.А., Большакова М.А., Ступакова А.В. и др. Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна // Георесурсы. 2015. № 2(61). С. 87–100.

Конторович А. Э., Костырева Е.А., Родякин С.В. и др. Геохимия битумоидов баженовской свиты // Геология нефти и газа. 2018. № 2. С. 79–88.

Костенко О.В. Блокирующий характер распределения высокомолекулярных соединений битумоида в поровой системе баженовской свиты (Западно-Сибирский бассейн) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т. 9, № 1. С. 2.

Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А. и др. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. 2015. № 2(61). С. 77–86.

Тихонова М.С., Иванова Д.А., Калмыков А.Г. и др. Методика ступенчатой экстракции пород высокоуглеродистых формаций для изучения компонентного распределения битумоидов и изменчивости их основных геохимических параметров // Георесурсы. 2019. № 2(21). С. 172–182.

Тихонова М.С., Калмыков А.Г., Иванова Д.А. и др. Изменчивость состава углеводородных соединений в юрских нефтегазоматеринских толщах Каменной вершины Красноленинского свода (Западная Сибирь // Георесурсы. 2021. № 23(2). С. 158–169.

Хотылев О. В., Балушкина Н.С., Вишневская В.С. и др. Модель накопления радиоляритовых слоев в баженовской свите Западной Сибири // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2019. № 1. С. 89–94.

Mohnhoff D., Littke R., Krooss B., Weniger P. Flow-through extraction of oil and gas shales under controlled stress using organic solvents: implications for organic matter-related porosity and permeability changes with thermal maturity // Intern. J. Coal Geol. 2016. Vol. 157. P. 84–99.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. Cambridge University Press, 2005. 1155 p.

Price L.C., Clayton J.L. Extraction of whole versus ground source rocks: Fundamental petroleum geochemical implications including oil-source rock correlation // Geochim. et Cosmochim. Acta. 1992. Vol. 56, N 3. P. 1213–1222.

Sajgó C.S., Maxwell J.R., Mackenzie A.S. Evaluation of fractionation effects during the early stages of primary migration // Organic Geochemistry. 1983. Vol. 5. N 2. P. 65–73.

Wilhelms A., Horstad I., Karlsen D. Sequential extraction — a useful tool for reservoir geochemistry? // Org. Geochem. 1996. Vol. 24. P. 1157–1172.

Поступила в редакцию 26.06.2021
 Поступила после доработки 30.06.2021
 Принята к публикации 13.12.2021