УДК 553.983

Ю.А. Карпов[1], Н.С. Балушкина[2], А.В. Ступакова[3], М.М. Фомина[4], М.С. Топчий[5], А.А. Мифтахова[6], А.Г. Калмыков[7], Г.А. Калмыков[8]

КРИТЕРИИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТИВНЫХ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТОЙ ФОРМАЦИИ С РАЗВИТОЙ СИСТЕМОЙ ПОРОВОЙ ЕМКОСТИ В КЕРОГЕНЕ

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

Фонд «Национальное интеллектуальное развитие». 119234, Москва, Ломоносовский пр. 27, к. 1

Moscow State University, Faculty of Geology. 119991, Moscow, GSP-1, Leninskiye Gory, 1

Fund «NIR». 119234, Moscow, Lomonosovsky prospect, 27, bld. 1

Выполнен анализ зональности катагенетической преобразованности органического вещества отложений баженовской высокоуглеродистой формации в связи с развитием системы поровой емкости в ее собственном органическом веществе. На основе исследований сформулированы региональные поисковые критерии залежей нефти в коллекторах, связанных с пористостью органического вещества в баженовской высокоуглеродистой формации.

Ключевые слова: баженовская формация, катагенез, органическая пористость, пористость в керогене, органическое вещество, нетрадиционные коллекторы нефти и газа.

The analysis of Bazhenov high-carbon formation organic matter catagenesis zonal distribution in connection with its own reservoir's organic matter porosity made in this work. Realized research helped to articulate regional prospecting criteria for oil deposits in Bazhenov's formation unconventional reservoir with organic porosity.

Key words: Bazhenov Formation, catagenesis, organic porosity, porosity in kerogen, organic matter, unconventional oil and gas reservoirs.

Введение. Баженовская высокоуглеродистая формация (БВУФ) — пример высокоуглеродистых отложений, перспективных для добычи нефти. В состав БВУФ входят баженовская свита (БС), тутлеймская, мулымьинская и частично яновстанская свиты. Несмотря на то что изучение БС и ее стратиграфических аналогов продолжается уже более полувека, до сих пор не установлены надежные критерии прогноза их промышленной нефтеносности. В настоящее время согласно протоколам государственной комиссии по запасам (ГКЗ) на государственном балансе стоит 93 месторождения с промышленными запасами нефти в БВУФ [Brekhuntsov et al., 2011]. Большинство открытых месторождений приурочено к бортовым зонам Фроловской мегавпадины и примыкающим к ней структурам: Красноленинскому, Сургутскому сводам и Салымскому мегавалу (рис. 1). Такое неравномерное распределение месторождений на территории бассейна указывает на существование региональных факторов, влияющих на формирование промышленной нефтеносности БВУФ. Эти факторы неоднократно сформулированы в научной литературе, научно-исследовательских и производственных отчетах. В целом они сводятся к следующему:

1) в высокоуглеродистых отложениях продуктивные участки приурочены к зонам повышенных

[1] Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирант; *e-mail:* y.a.karpov@yandex.ru

[2] Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, науч. с.; *e-mail: nataliabalushkina@mail.ru*

[3] Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, профессор; *e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru*

[4] Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирант; *e-mail*: *fomina-msu@mail.ru*

[5] Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирант; *e-mail*: *m.s.topchiy@gmail.com*

[6] Фонд «Национальное интеллектуальное развитие», вед. инженер; *e-mail*: *adeliamft@gmail.com*

[7] Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, инженер; *e-mail: a.g.kalmykov@gmail.com*

[8] Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых; профессор; *e-mail*: *gera64@mail.ru*

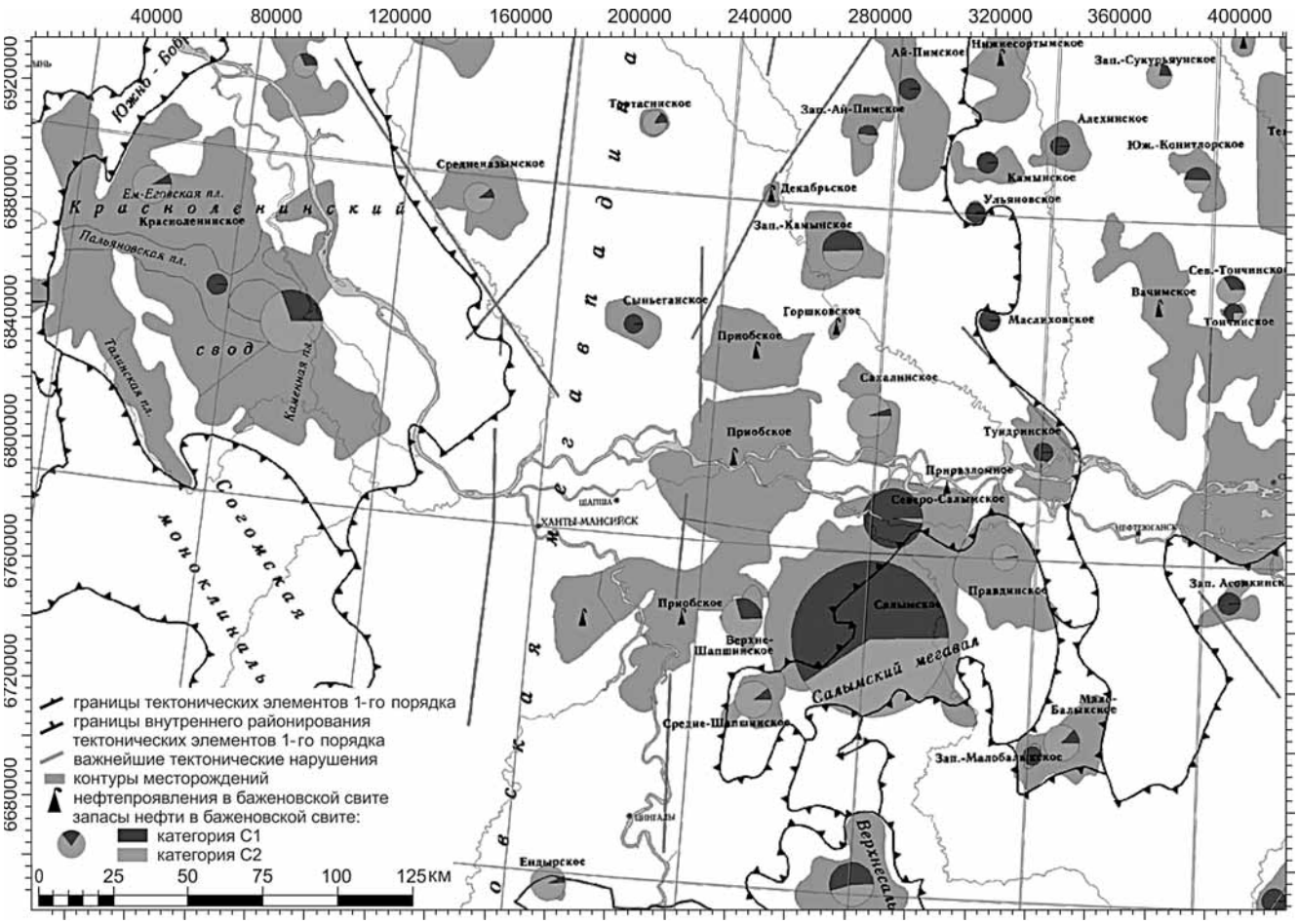


Рис. 1. Фрагмент карты размещения скоплений нефти в баженовской свите на территории Западно-Сибирской НГП, по [Карта..., 2009]

значений пластовой температуры ($T_{пл}$ >100 °С) [Добрынин, Мартынов, 1979; Дорофеева и др., 1979; Зарипов и др., 1982; Зубков и др., 1984; Зубков, 2016] и характеризуются повышенными значениями пластового давления ($P_{пл}$) с значениями коэффициента аномально высокого пластового давления (АВПД) до 1,8–2,2 [Гурари и др. 1974, 1988; Микуленко, 1974; Нестеров, 1979; Добрынин, Мартынов, 1979; Дорофеева и др., 1979; Зарипов и др., 1982; Зубков и др., 1984; Зубков, 2016];

2) повышенное содержание органического вещества (ОВ) в отложениях на продуктивных участках приводит к повышенным значениям кажущегося сопротивления по данным геофизических исследований скважин (ГИС) [Гурари, 1974, Гурари, и др., 1988; Микуленко, 1974; Нестеров, 1979; Добрынин, Мартынов, 1979; Дорофеева и др., 1979; Зарипов и др., 1982; Зубков, 2016];

3) для сохранения образующихся в высокоуглеродистых отложениях залежей углеводородов (УВ) необходимо ограничение резервуара БВУФ сверху и снизу флюидоупорами, способными выдержать повышенное пластовое давление [Микуленко, 1974; Добрынин, Мартынов, 1979; Зарипов и др., 1982; Дорофеева и др., 1979, 1983; Гурари и др., 1988; Зубков, 2016]. Большинство авторов принимают критическую мощность подстилающих и перекрывающих флюидоупоров не менее 10 м [Дорофеева и др., 1979; Зубков и др., 1984; Мелик-Пашаев, 1979; Ефремов и др., 1988; Гурари и др., 1988]. Толщина флюидоупора на некоторых участках не превышает 5–10 м, и нередко эти участки совпадают с участками уменьшения мощности БС;

4) повышенная пластовая температура вызывает усиленную нефтегазогенерацию, а рост пластового давления, вытеснение поровой воды и заполнение освободившегося пространства УВ приводит к увеличению значений кажущегося сопротивления [Зубков, 2016]. Таким образом, между повышенной $T_{пл}$ с высокими значениями $P_{пл}$, увеличением значений кажущегося сопротивления и удельной генерации УВ, по мнению большинства авторов, наблюдается пространственная связь [Микуленко и др., 1974; Дорофеева и др., 1979, 1983; Зарипов и др., 1982; Гурари и др., 1988; Зубков, 2016]. Они сходятся во мнении о том, что чем сильнее увеличение мощности высокоуглеродистых отложений вместе с увеличением в них концентрации ОВ, тем выше перспективы этих отложений на рассматриваемых участках [Дорофеева и др., 1979; Зарипов и др., 1982; Гурари и др., 1988; Зубков, 2016].

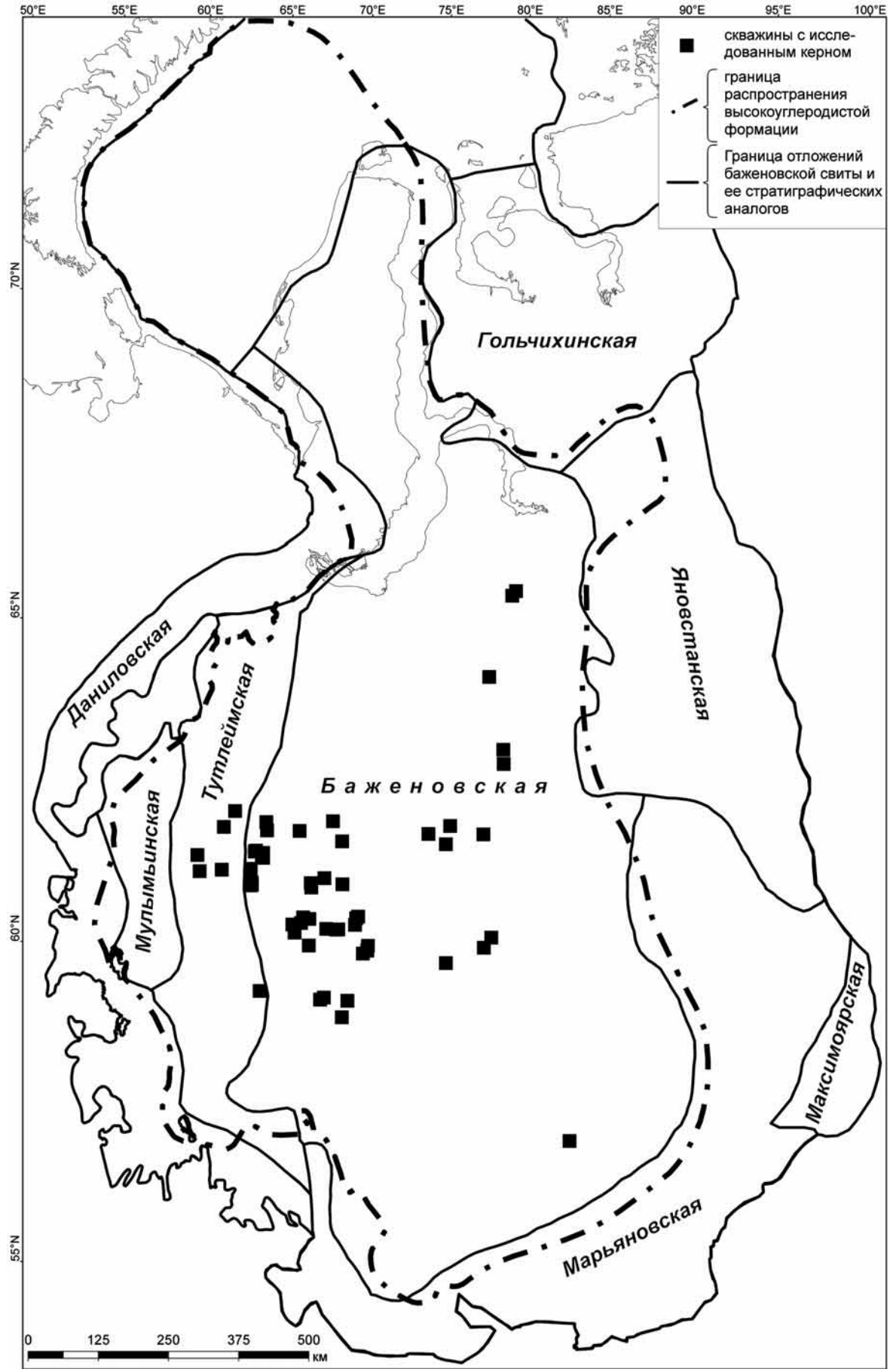


Рис. 2. Карта распространения баженовской свиты и ее стратиграфических аналогов с нанесенной границей БВУФ и скважинами, в которых проводили исследования кернового материала

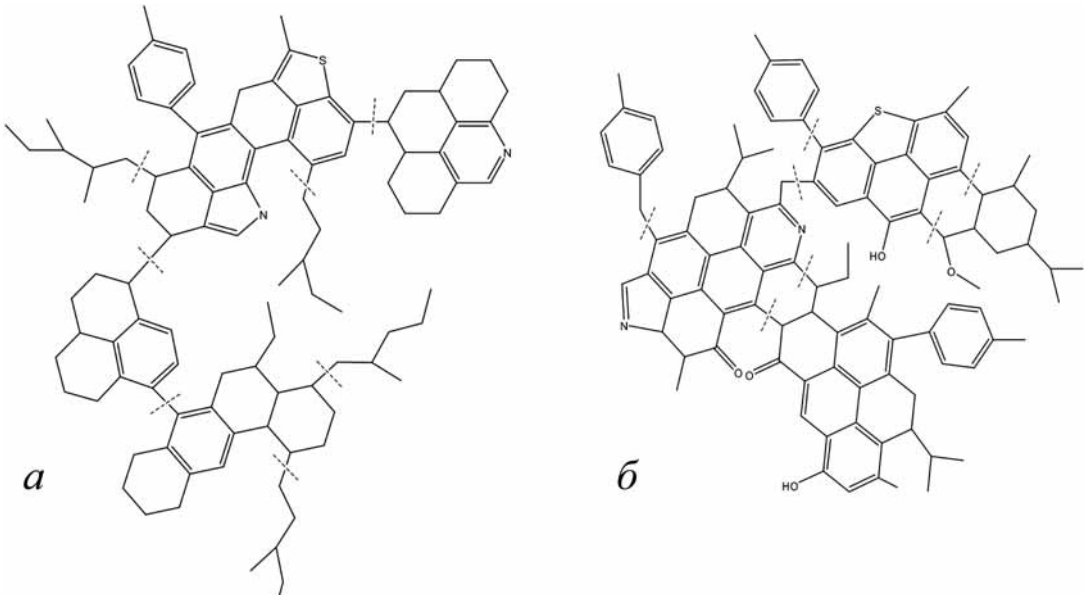


Рис. 3. Реконструкции фрагментов молекул керогена на разных стадиях катагенеза. Степень преобразованности: *а* — МК2; *б* — МК4, по [Калмыков, Балушкина, 2017]

Многолетняя история поисково-разведочных работ и разработки БВУФ показала, что для залежей подвижной нефти в БВУФ характерны малая эффективная мощность естественных коллекторов; отсутствие подстилающих и контурных вод, невыдержанное и слабо прогнозируемое распространение по латерали и разрезу. Залежи нефти практически не связаны со структурным планом, контуры залежей подвижной нефти довольно условны и фактически контролируются наличием или отсутствием естественного коллектора. Это выражается в частом соседстве высокопродуктивных и сухих скважин даже на соседних участках одного и того же месторождения, которое отвечает региональным факторам, благоприятным для формирования промышленной нефтеносности, т.е. даже для конкретной территории в пределах высокоперспективной зоны необходимо выявлять и картировать зоны развития естественных коллекторов как на глубине, так и по площади.

Таким образом, можно сделать вывод, что прогноз нефтеносности БВУФ должен быть основан на региональном и локальном прогнозе зон развития естественных коллекторов, содержащих подвижную нефть в поровом пространстве. В работе Г.А. Калмыкова и Н.С. Балушкиной [2017] описаны виды естественных коллекторов, различающихся по типу порового пространства. Под естественным коллектором будем понимать породы, способные отдавать нефть в скважину без специальных геолого-технологических мероприятий (ГТМ). Очевидно, что каждый тип естественного коллектора требует индивидуального прогноза. Рассмотрим факторы, благоприятные для формирования коллекторской емкости пород БВУФ за счет образования порового пространства непосредственно в ОВ.

Территория исследования, база данных фактического материала. Территория исследования охватывает область распространения БС и ее аналогов, обладающих общим признаком — наличием аквагенного концентрированного ОВ. Согласно Н.Б. Вассоевичу, граница между рассеянным ОВ и концентрированным ОВ проводится условно на уровне 2,5% [Баженова и др., 2000]. Объект исследования определен как баженовская высокоуглеродистая формация (БВУФ) (рис. 2). Территория исследований охватывает площадь более 1 млн км^2. База данных использованного нами фактического материала включает в себя результаты исследования кернового материала из 52 опорных скважин, исследованных на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова; около 170 региональных сейсмических профилей 2D; около 1500 локальных сейсмических профилей 2D; 30 сейсмических кубов 3D; данные комплекса ГИС по более чем 600 скважинам; замеры пластовой температуры и величины теплового потока [Pollack et al., 1993] в более чем 2000 скважин.

Методы исследования. Исследование пород БВУФ охватывает широкий спектр макроскопических и микроскопических методов изучения керна из опорных скважин геохимическими и петрофизическими методами, интерпретацию данных ГИС и сейсморазведки. Построение схемы катагенеза ОВ БВУФ осуществлялось при помощи программного обеспечения Petrel 2016 компании «Schlumberger».

Результаты исследований и их обсуждение. В БВУФ скопления нефти образуются за счет преобразования собственного ОВ — одного из основных компонентов слагающих ее пород. Если в традиционных терригенных резервуарах ОВ представлено свободной подвижной нефтью, мигрировавшей из нефтематеринских отложений, то в БВУФ присутствуют одновременно кероген, сорбированные углеводородные соединения, фи-

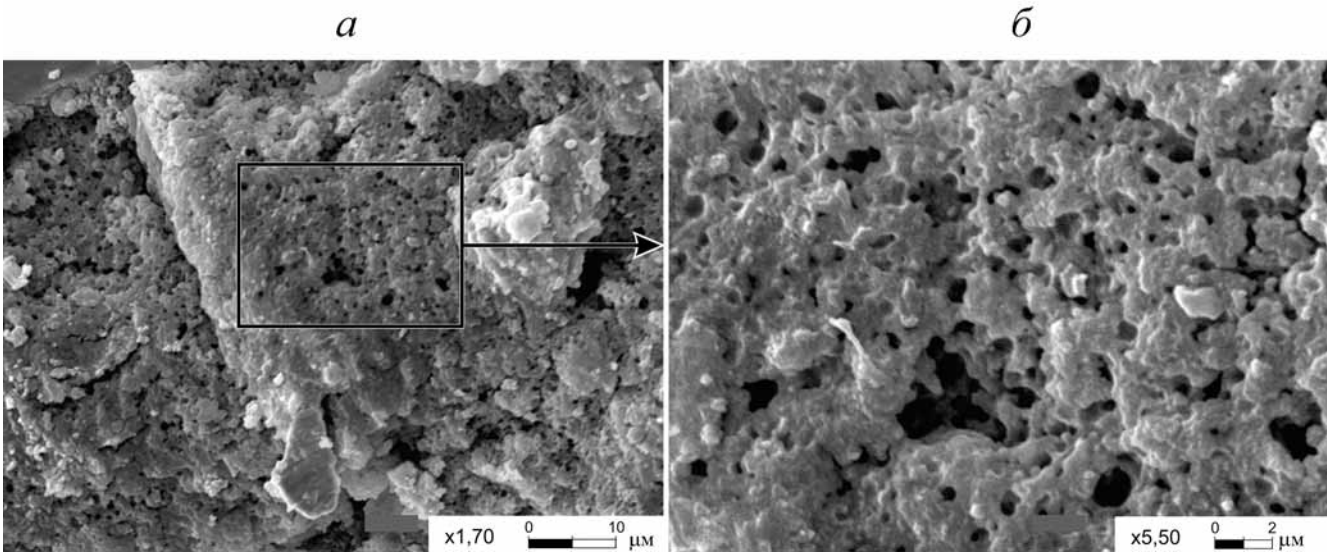


Рис. 4. Поровое пространство керогена пород БВУФ, снятое под растровым электронным микроскопом, по [Калмыков, Балушкина, 2017]

зически связанные с керогеном или минеральной матрицей, а также свободные углеводородные соединения, образующие скопления подвижной нефти.

Из данных предыдущих исследований известно, что структура аморфного керогена значительно изменяется в процессе катагенетических деформаций (рис. 3). В процессе катагенеза изменения керогена связаны с уменьшением содержания в нем водорода и отношения H:C вследствие образования жидких и газообразных углеводородов. Структура керогена в процессе термического преобразования становится более конденсированной за счет удаления неконденсированных звеньев (алифатических цепей, насыщенных или ароматических циклов). Вследствие усиления конденсации молекулярная структура керогена, полностью отдавшего «жидкую» часть, становится более упорядоченной и занимает меньший объем по сравнению с керогеном, сохранившим генерационный потенциал.

Этот процесс сопровождается образованием непосредственно в керогене породы пор округлой и овальной формы — органической пористости (органопористости) (рис. 4), которая в западной литературе получила название «organic porosity» или «kerogen porosity» [Curtis et al., 2012]. Наши исследования показали, что размер пор в керогене на 4-й стадии мезокатагенеза (МК4) не превышает 2 мкм, что сопоставимо с размерами молекул углеводородов нефтяного ряда, где длина связей C—C в насыщенных углеводородах составляет приблизительно 0,154 нм, для C—H — 0,109 нм [Behar, Vandenbroucke, 1987].

Исследование трехмерной структуры выявленного порового пространства с использованием метода микротомографии показало, что в коллекторах с органопористостью трещины отсутствуют, а поры приурочены не к глинистым слойкам, а непосредственно к сообщающимся микролинзам бесструктурного ОВ (рис. 5, *а, б*). Наименее плотные участки на рентгеновских срезах — кероген и поры, заполненные нефтью. Они имеют вытянутую форму, образуя протяженные прослои или отдельные уплощенные линзы, которые подчеркивают ламинарную слоистость пород.

Трехмерная реконструкция участка пористого керогена выполнена по результатам исследований методом растровой электронной микроскопии образца после воздействия на него фокусированного ионного пучка (ФИП-РЭМ). На рис. 6 представлена трехмерная реконструкция пустотного пространства, которая позволила оценить степень сообщаемости пор между собой. Анализ показал, что в рассмотренном объеме содержится 92% сообщающихся пор [Васильев и др., 2015]. Расчет общей пористости образца с учетом пористости керогена и пористости минеральной составляющей соответствует коэффициенту пористости ($K_п$), равному 6,2%, измеренному на цилиндре размером 30×30 мм. Размеры пор в керогене и их сообщаемость между собой свидетельствуют о том, что пористость керогена — основная часть общей пористости пород БВУФ.

Главная предпосылка появления органопористости заключается в катагенетическом преобразовании ОВ. Поры в керогене достигают максимальных размеров и сообщаемости на стадиях катагенеза МК3–МК4. Керогеновая пористость прямо взаимосвязана с концентрацией ОВ в породах (рис. 7).

Однако значительных для баженовской свиты величин (до 10%) такая пористость достигает только в относительно высокоглинистых породах нижнего интервала свиты. В верхнем интервале свиты значения пористости в одноименных вы-

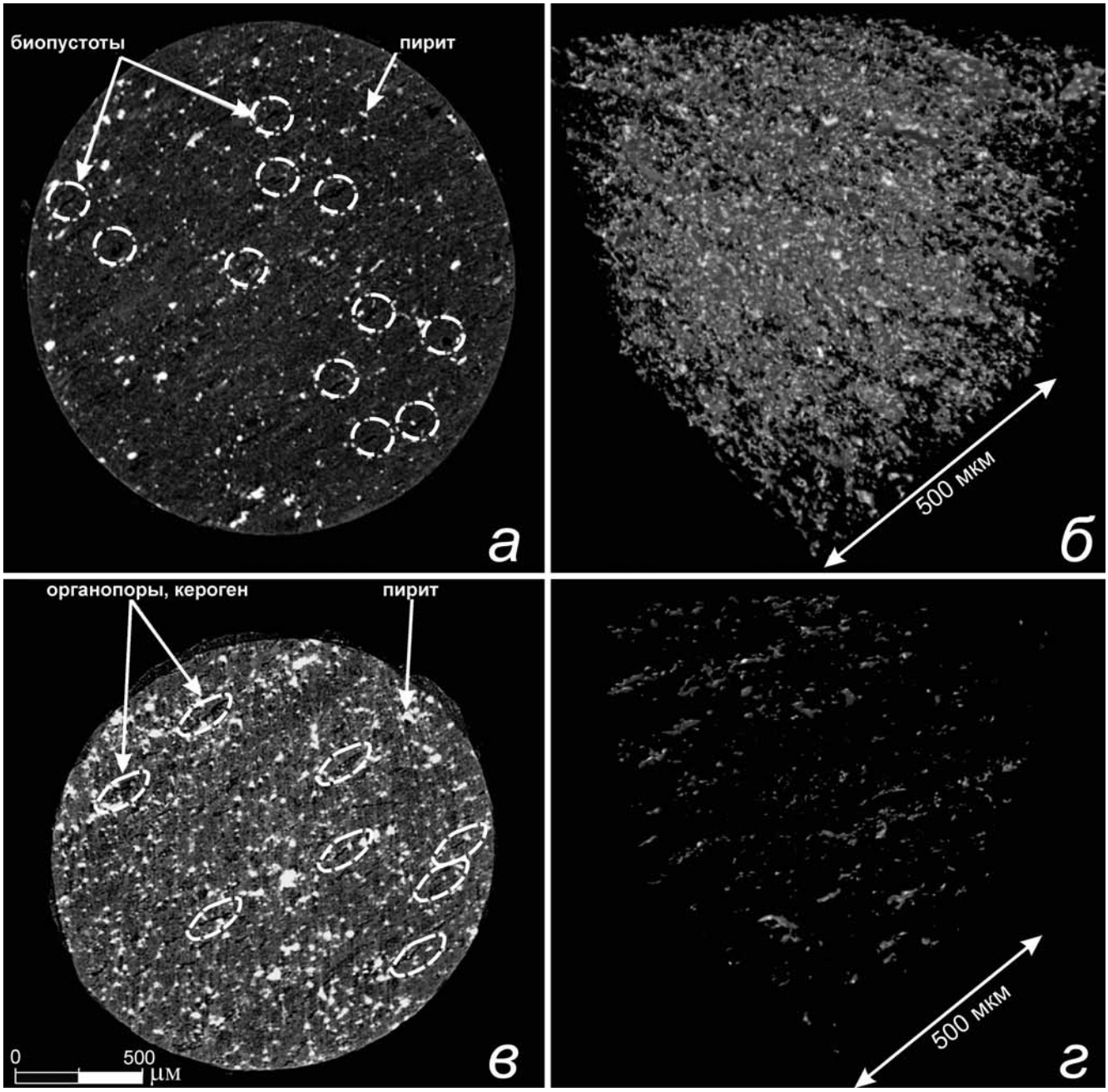


Рис. 5. Плотностное рентгеновское сечение образца глинисто-кремнистой породы с пористостью 9,45% (*а*) и трехмерная реконструкция пустотного пространства образца глинисто-кремнистой породы с пористостью 9,45% образца породы, показывающая приуроченность пор к микролинзам бесструктурного ОВ и отсутствие трещин (*б*); плотностное рентгеновское сечение интенсивно пиритизированного образца (*в*) и модель порового пространства интенсивно пиритизированного образца (*г*), по [Калмыков, Балушкина, 2017]

сокоглинистых породах на одной и той же стадии катагенеза не превышают 2%. Такое снижение пористости, возможно, стало следствием бактериальной переработки ОВ и пиритизации порового пространства. На рис. 5 приведены плотностное рентгеновское сечение (рис. 5, *в*) и объемная реконструкция порового пространства (рис. 5, *г*) образца высокоглинистой тонкослоистой породы, пористость которого составляет 2,47%, тогда как средняя пористость пород в разрезе этой скважины превышает 6%. Поровое пространство этого образца в значительной степени заполнено пиритом, который отчетливо выделяется на рентгеновском срезе (рис. 5, *в*) ярким белым цветом.

Процессы пиритизации порового пространства выявлены в основном в верхнем интервале свиты, в котором концентрация ОВ почти в 2 раза выше по сравнению с таковой в нижнем интервале и достигает 25%. На рис. 8 представлен геолого-геофизический планшет одной из скважин Салымского месторождения. Здесь в нижних интервалах концентрация ОВ не превышает 10–12%, однако пористость достигает 10%. Прочный карбонатно-кремнистый каркас пород в

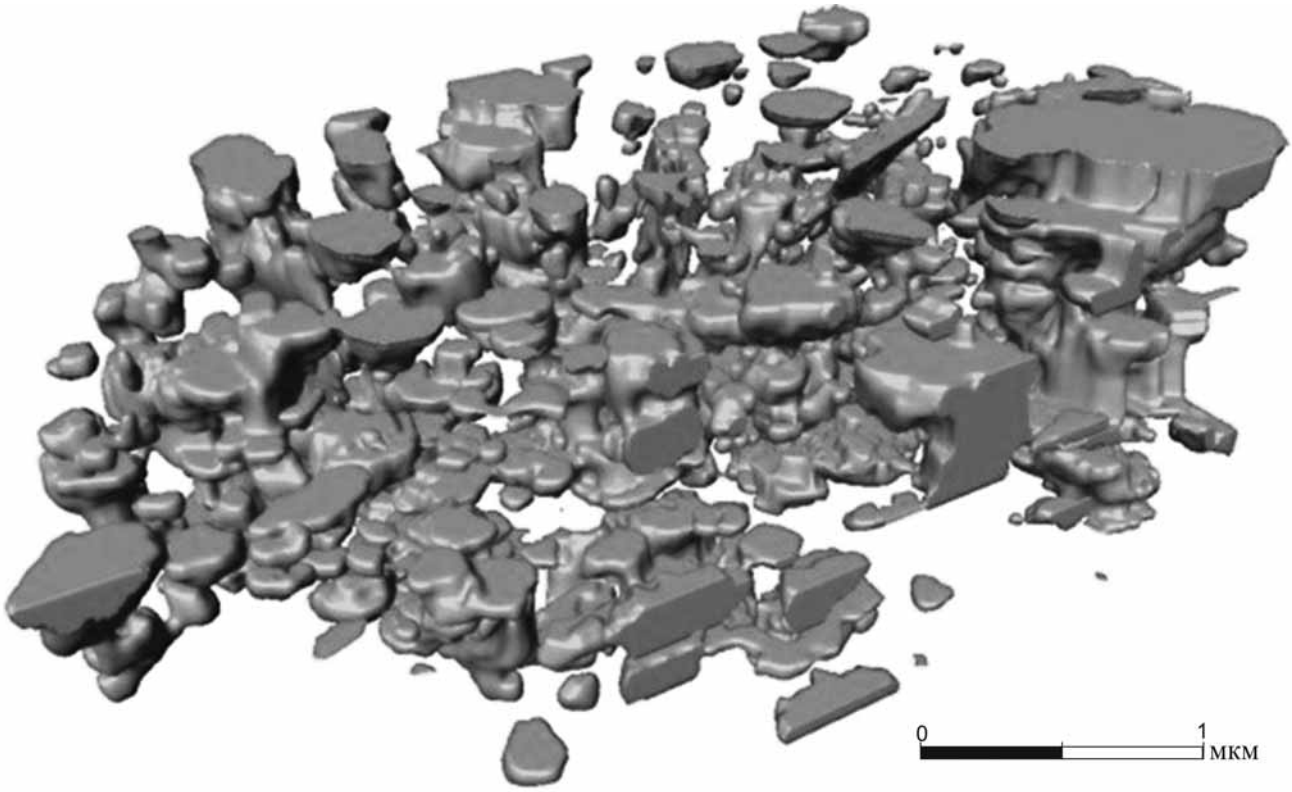


Рис. 6. Трехмерная реконструкция участка пористого керогена, выполненная по результатам исследования образца породы методом ФИП-РЭМ, позволяющая рассчитать степень сообщаемости пор между собой, по [Васильев и др., 2015]

нижних интервалах разрезов играет важную роль в формировании емкости керогена, предотвращая закрытие пор под влиянием горного давления. Анализ результатов определения значений коэффициентов пористости и концентрации ОВ (данные измерений массовой доли органического углерода (total organic carbon, TOC) показывает, что пористость со значениями >3% приурочена к пластам с относительно пониженной концентрацией TOC. Пласты же с высокой долей TOC (на рис. 8 — пласты с подошвой на глубине 2877,8 м и на глубине 2883–2889 м по измерениям ГИС) обладают низкой пористостью.

Наличие поровой емкости в керогене в породах на высоких стадиях катагенеза подтверждается не только высокой пористостью, которую можно измерить и исследовать на образцах керна, но и доказанной продуктивностью скважин, в которых процессы формирования вторичной органопористости получили широкое развитие [Калмыков, Балушкина, 2017].

Таким образом, для пород БВУФ с поровой емкостью в матрице пород, сформированной за счет пор в керогене, характерны следующие особенности:

1) высокая степень катагенетической преобразованности, отвечающая градации МК3, при которой поры в керогене достигают достаточных размеров и сообщаемости для формирования коллектора;

2) приуроченность коллекторов к тем пластам в разрезе БВУФ, где концентрация TOC не превышает 10–13%;

3) низкая степень пиритизации порового пространства ОВ;

4) наличие в породе достаточного количества кремнистых и карбонатных минералов, создающих прочный каркас и предотвращающих закрытие пор в керогене под влиянием горного давления.

Все перечисленные особенности можно использовать для выявления и картирования залежей в БВУФ, формирование которых связано с наличием в породах керогеновой пористости. На региональном уровне выявление высокоперспективных зон сводится к поиску участков со степенью катагенеза ОВ БВУФ на уровне МК3 и выше.

В работах А.Э. Конторовича с соавторами [Конторович и др., 2009; Фомин, 2011] установлена общая закономерность усиления зрелости ОВ от периферии к центральным районам Западной Сибири и по направлению с юга на север. Эта закономерность обусловлена в первую очередь погружением отложений юрского возраста в указанных направлениях. На окраинах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) отложения юрского периода в процессе дальнейшей истории развития не погружались на значительную глубину в зоны высокой температуры и давления, поэтому ОВ преобразовано слабо (ПК3–МК1). По направлению к центральным районам и с юга на

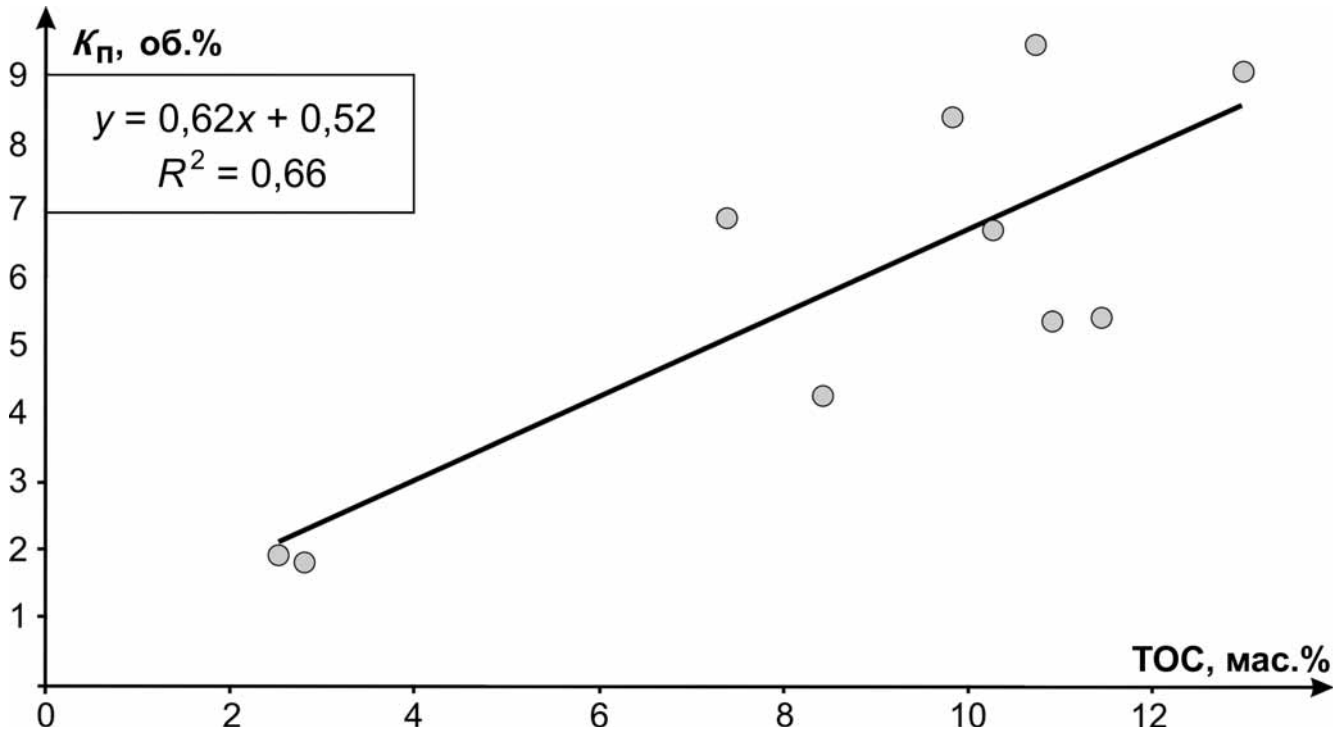


Рис. 7. Увеличение динамической пористости ($K_п$, %об.) породы при увеличении доли керогена (TOC) для пород, находящихся на стадии катагенеза МК3

север катагенез постепенно нарастает (градации катагенеза МК1–МК2) и достигает максимума (АК1) для юрских отложений, территориально расположенных в акватории Карского моря [Фомин, 2011], где отложения погружались на значительную глубину в зону жестких термобарических условий. В целом, по определению А.Э. Конторовича с соавторами [Конторович и др., 2009], уровень зрелости ОВ юрских отложений Западно-Сибирского НГБ определяется глубиной погружения осадочных толщ, и, соответственно, максимальной температурой, воздействию которой подвергались юрские породы.

Нами были использованы региональные схемы катагенеза ОВ юрских отложений, построенные А.Н. Фоминым [2011], которые были дополнены данными, имеющимися в распоряжении кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова (рис. 9). В результате значительно изменилась конфигурация зон повышенного катагенеза в районе Салымского мегавала и Красноленинского свода (рис. 10). Совместный анализ карт катагенеза и структурных поверхностей кровли БВУФ показал, что (кроме регионального тренда увеличения стадии катагенеза с увеличением глубины залегания кровли юрских отложений) существуют локальные аномальные зоны повышенных стадий катагенеза.

В центральных районах бассейна, где сосредоточены основные месторождения нефти (рис. 1), при приблизительно одинаковой глубине залегания (от 2500 до 3000 м) и мощности (от 25 до 40 м) баженовских отложений уровень катагенеза на соседних площадях может отличаться на две и даже на три градации (изменяться от МК1 до МК4). Вероятным объяснением такого явления может служить возрастание теплового потока в зонах глубинных разломов и на границах магматических тел в подстилающих осадочный чехол палеозойских и триасовых толщах. По данным А.Э. Конторовича с соавторами [Конторович и др., 2009], в большинстве случаев над магматическими массивами отмечаются повышенный тепловой поток и геотермический градиент (4,0–5,0 °С/100 м, а на остальной территории обычно 2,5–3,0 °С/100 м), что отражается в дополнительном прогреве пород осадочного чехла.

На рис. 11 приведено сопоставление карты катагенеза ОВ, полученной на основании воспроизведения методики построения схемы катагенеза ОВ в кровле верхнеюрских отложений Западной Сибири под редакцией А.Н. Фомина [Фомин, 2011], уточненной по данным, полученным специалистами МГУ имени М.В. Ломоносова (рис. 11, *а*), и палеогеолого-ландшафтной карты на позднетриасовое время, созданной под редакцией В.С. Суркова (рис. 11, *б*) [Атлас..., 1995].

Сопоставление карт показало, что наиболее высокие стадии катагенеза приурочены к расположенным в доюрском основании зонам контактов гранитных массивов с вмещающими толщами. При этом аномальный прогрев БВУФ фиксируется не над каждым гранитным массивом и зоной его контакта с вмещающими толщами. Мы предпо-

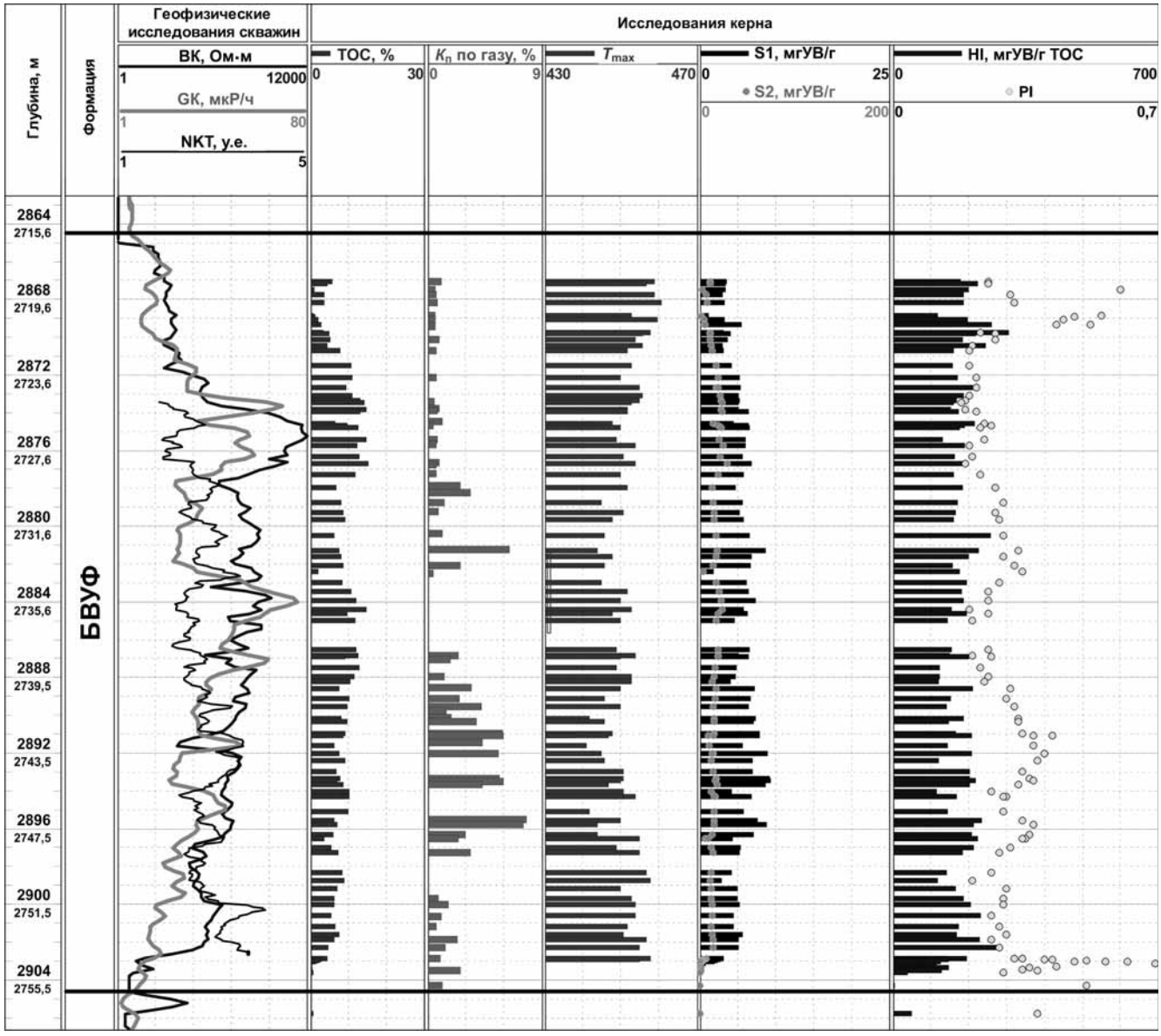


Рис. 8. Геолого-геофизический планшет одной из скважин Салымского месторождения: TOC — общее содержание $C_{орг}$ (масс. %); $K_п$ по газу — пористость, измеренная до экстракции образцов газоволюметрическим методом; T_{max} — температура максимального выхода УВ при деструкции керогена; S1 — массовое количество УВ, выходящих при пиролизе породы до температуры 300 °C; S2 — массовое количество УВ, выходящих при пиролизе породы в диапазоне 300–600 °C; HI=S2 · 100/TOC; PI=S1/(S1+S2)

лагаем, что механизм дополнительного прогрева пород БВУФ мог происходить следующим образом. В зонах контакта гранитных массивов с вмещающими толщами возможно формирование трещиноватости, по которой — при определенных условиях — могут двигаться гидротермальные растворы, привносящие дополнительное тепло в породы осадочного чехла. Косвенным подтверждением этого механизма может служить распределение зон максимального катагенеза на Салымской группе месторождений. Так, на карте максимальная стадия катагенеза (МК4) зафиксирована на западе от гранитного массива, расположенного под Салымской площадью. Контур МК3 в пределах Салымского мегавала проходит в зоне влияния двух гранитных массивов. В монографии Г.А. Калмыкова и Н.С. Балушкиной [2017] показано, что наибольшие промышленные притоки из пород БС были приурочены не к сводовой части выступа фундамента, а оконтуривали этот выступ. Так как для Салымской площади доказано, что пористость в керогене дает основной вклад в динамическую пористость, то фиксация стадии катагенеза на уровне МК3 на Красноленинском своде дает основание предполагать, что в этой зоне также будет обнаружен коллектор с керогеновой пористостью. На Красноленинском месторождении получены промышленные притоки нефти из пласта Ю0 и открыто месторождение нефти в отложениях БВУФ.

Заключение. Таким образом, установлено, что повышенная катагенетическая преобразованность ОВ, отвечающая концу главной зоны нефтеобразования, представляет собой один из важнейших

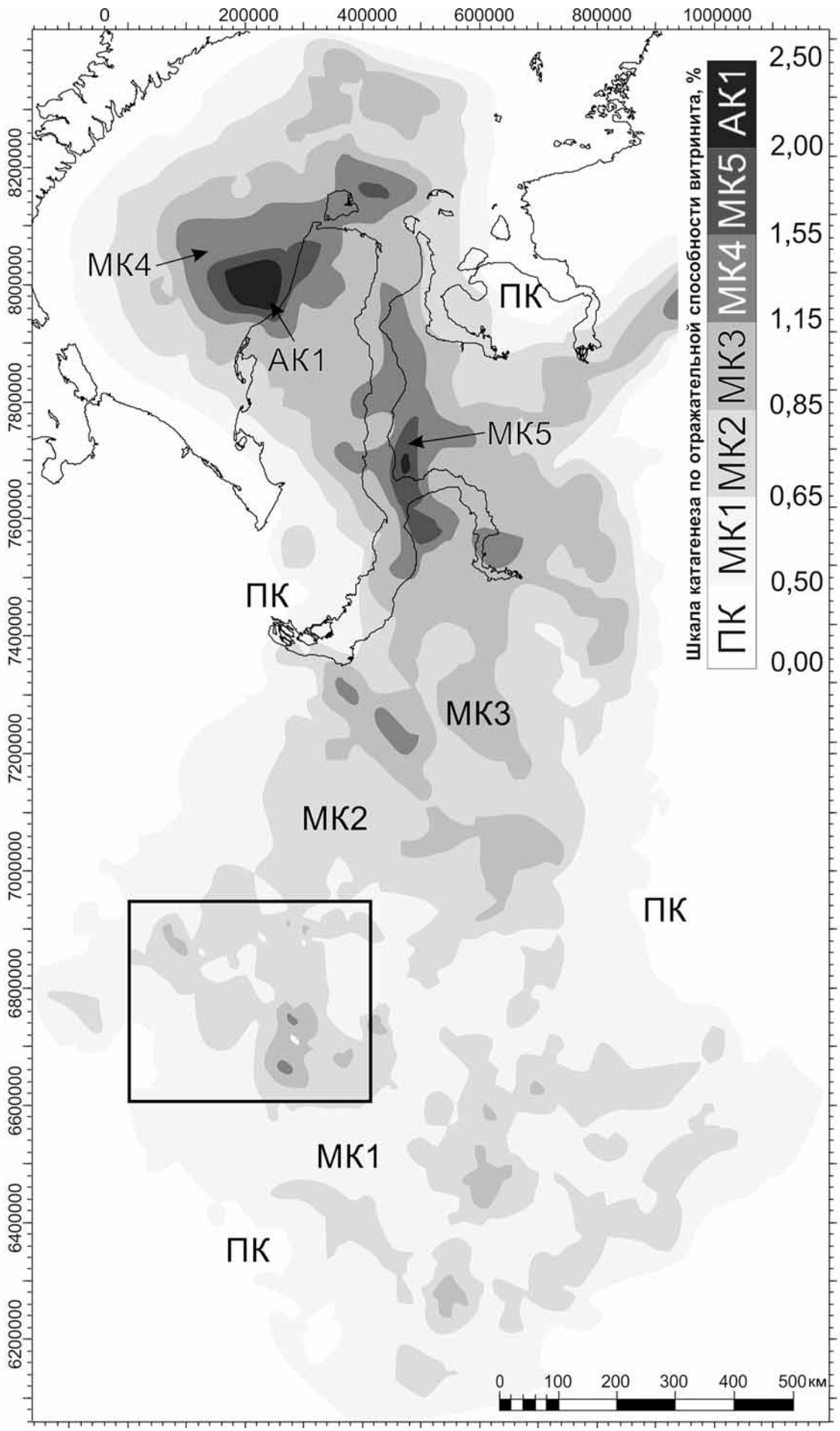


Рис. 9. Дополненная новыми данными схема катагенеза ОВ, по [Фомин, 2011], в кровле верхнеюрских отложений Западной Сибири. Прямоугольником оконтурен участок, представленный на рис. 10 и 11

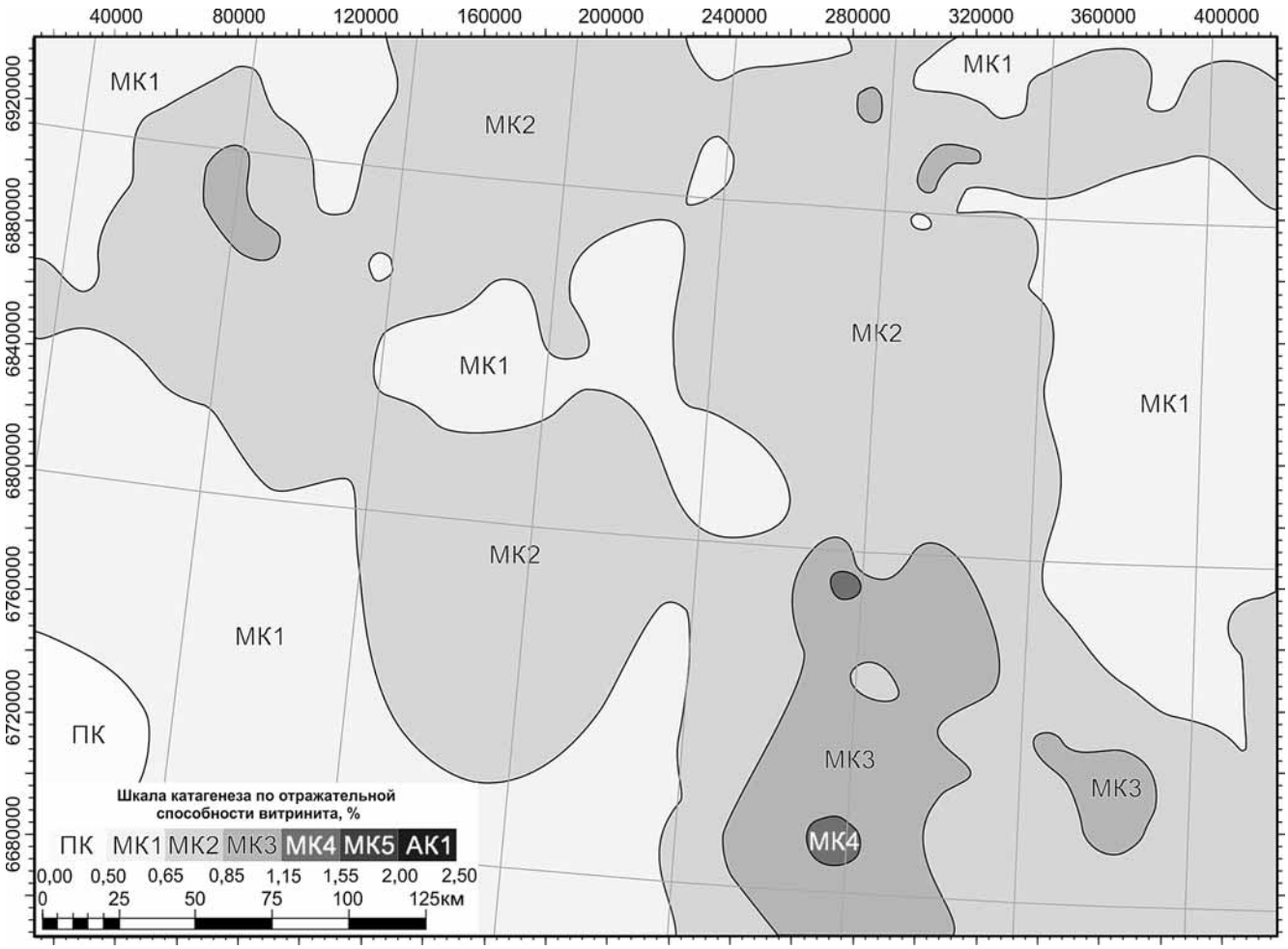
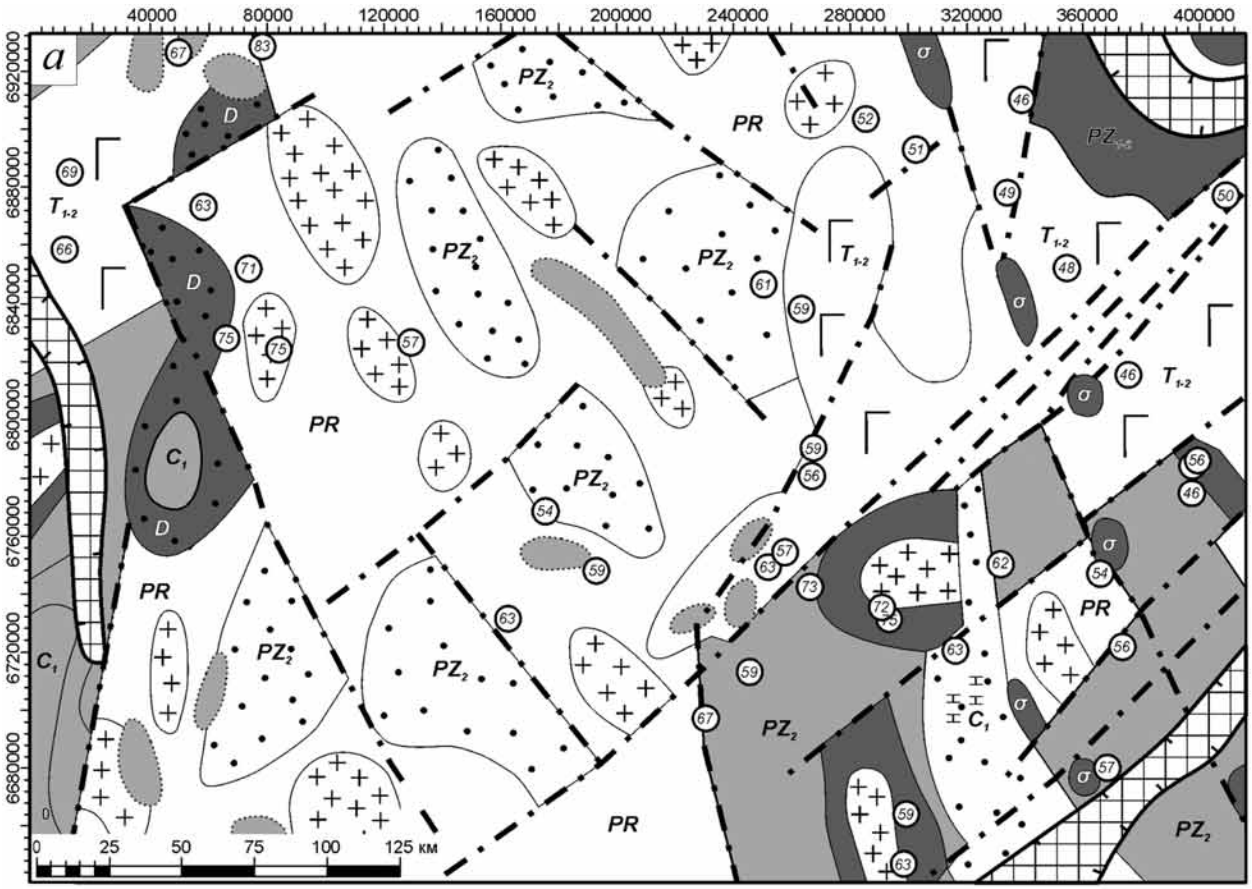


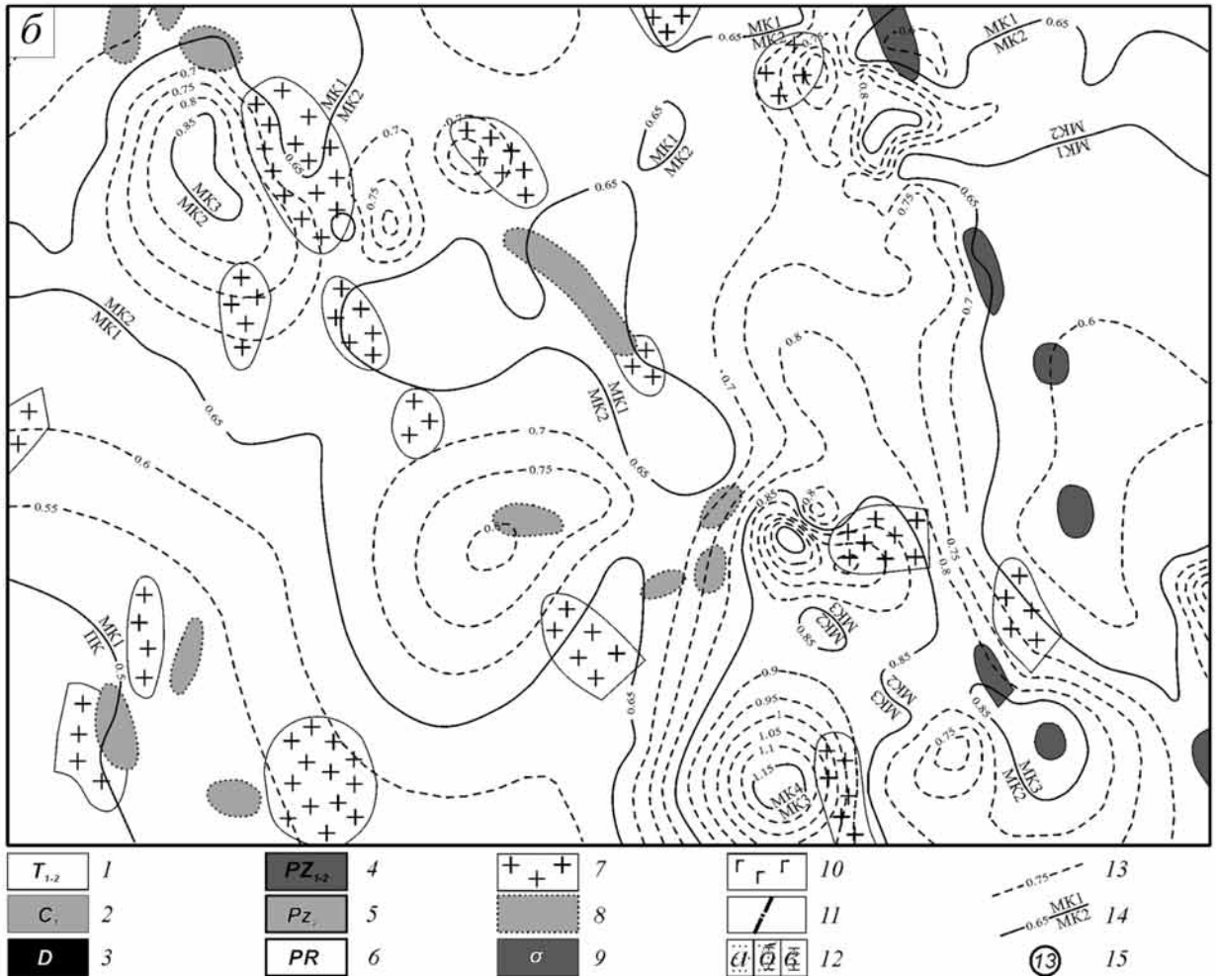
Рис. 10. Схема катагенеза ОВ в кровле верхнеюрских отложений в районе Салымского мегавала и Красноленинского свода

факторов, повлиявших на формирование нефтеносности БВУФ. Промышленная нефтеотдача пород БВУФ контролируется наличием естественного коллектора. На градациях катагенеза МК3 и выше в породах БВУФ формируется коллектор с поровой емкостью, приуроченной к керогену пород. Характеристики порового пространства керогена позволяют рассматривать его как часть общей пористости пород. Коллекторские интервалы приурочены в основном к нижнему и подошве верхнего интервалов БВУФ, где концентрация ОВ не превышает 10–13%, а степень пиритизации пород не превышает нескольких процентов. На величину пористости положительно влияет наличие в породах-коллекторах прочных кремнистых или карбонатных разностей в составе минерального каркаса, препятствующих закрытию пор под влиянием горного давления.

Анализ схемы катагенетической зональности отложений БВУФ показал, что в центральной части бассейна, где сосредоточены основные месторождения нефти, выделяются зоны аномально высокого катагенеза, не связанные с региональными закономерностями погружения отложений. Дополнительный прогрев зарегистрирован над расположенными в складчатом основании гранитными массивами и зонами их контакта с вмещающими породами. Эти факты позволяют

Рис. 11. Сопоставление фрагмента карты катагенеза ОВ в кровле верхнеюрских отложений, по [Фомин, 2011], уточненной по данным МГУ (*б*), и палеогеолого-ландшафтной карты на позднетриасовое время (*а*) по [Атлас..., 1995]: *1* — красноцветные и зеленоцветные миндалекаменные лавы базальтового состава с прослоями пестроцветных песчаников, аргиллитов и глин; *2* — темно-серые глины с прослоями песчаников и линзами известняков; *3* — красноцветные песчаники, аргиллиты и глины; *4* — глины, зеленые сланцы, известняки, аргиллиты, песчаники и конгломераты; *5* — песчаники, аргиллиты, конгломераты, известняки, глины, сланцы, экструзивные породы основного и среднего состава; *6* — ортосланцы, метааргиллиты, известняки, доломиты и основные экструзивные породы; *7* — гранитовые, гранит-порфиритовые и габбро-диоритовые палеозойские интрузии; *8* — габбро, нориты, габбро-нориты, габбро-диабазы и габбро-диоритовые палеозойские и триасовые интрузии; *9* — верхнепалеозойские дуниты, гарцбургиты, перидотиты, пироксениты и серпентиниты; *10* — лавы и туфы основного состава; *11* — разломы; *12* — палеозойские осадочные породы (а — терригенные, б — карбонатные, в — терригенно-карбонатные); *13* — изолинии величины отражательной способности витринита; *14* — границы зон разных градаций катагенеза; *15* — точки замера величины современного теплового потока, мВт/м^2, по [Pollack et al., 1993]


а
40000
80000
120000
160000
200000
240000
280000
320000
360000
400000
6920000
6880000
6840000
6800000
6760000
6720000
6680000
PR
PZ2
T1-2
C1
D
σ
0 25 50 75 100 125 км


б
МК1
МК2
МК3
МК4
ПК
1 T1-2
2 C1
3 D
4 PZ1-2
5 PZ2
6 PR
7
8
9 σ
10
11
12
13
14
15

сформулировать региональные поисковые критерии залежей нефти в БВУФ, связанные с пористостью в керогене: 1) породы БВУФ должны находиться на стадиях катагенеза МК3 или МК4; 2) в складчатом основании должны быть выявлены гранитные массивы; 3) месторождения будут приурочены к зонам контакта гранитного массива и вмещающих отложений.

Авторы обращают внимание, что здесь речь идет только об одном типе коллектора, связанного с керогеновой пористостью, но продуктивность баженовской свиты может быть связана с коллекторами других генетических типов [Калмыков, Балушкина, 2017]. Они требуют отдельного анализа и будут рассмотрены в дальнейшем.

Отметим, что если содержание ОВ в БВУФ достаточно высоко, и оно находится на высоких стадиях катагенетической преобразованности, то минеральный каркас коллектора ослабевает, и поровое пространство коллектора может частично или полностью закрываться. Критическая концентрация ОВ в породах, при которых начинаются процессы закрытия коллектора, составляет 10–13% TOC. При этом прочный карбонатно-кремнистый скелет породы способен сохранить поры от закрытия.

Именно поэтому в разрезах скважин коллектор с керогеновой пористостью приурочен обычно к нижней подсвите или к самой нижней части верхней подсвиты БВУФ, где концентрация ОВ не превышает критических значений, а в составе пород часто присутствуют кремнистые и карбонатные разности.

Необходимо учитывать не только региональные закономерности, связанные с катагенетической преобразованностью ОВ, но и локальные особенности состава и строения каркаса коллектора пород БВУФ, выделяемые при петрофизических и геохимических исследованиях керна.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Атлас палеотектонических и палеогеологических карт Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Лист 17 — поздний триас), масштаб: 1:5 000 000 / Под ред. В.С. Суркова. М.: СНИИГГиМС, 1995.

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа / Под ред. Б.А. Соколова: Учебник. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2000. 384 с.

Васильев А.Л., Пичкур Е.Б., Михуткин А.А. и др. Исследования морфологии пустотного пространства керогена баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2015. № 10. С. 28–31.

Гурари Ф.Г., Вайц Э.Я., Меленевский В.Н. и др. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты / Под ред. Ф.Г. Гурари. М.: Недра, 1988. 199 с.

Гурари Ф.Г., Гурари И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1974. № 5. С. 36–40.

Добрынин В.М., Мартынов В.Г. Коллектор нефти в нефтематеринских глинистых толщах // Геология нефти и газа. 1979. № 7. С. 36–43.

Дорофеева Т.В., Лебедев Б.А., Петрова Т.В. Особенности формирования коллекторских свойств баженовской свиты Салымского месторождения // Геология нефти и газа. 1979. № 9. С. 20–23.

Дорофеева Т.В., Краснов С.Г., Лебедев Б.А. и др. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. Л.: Недра, 1983. 132 с.

Ефремов Е.П., Зубков М.Ю., Боркун Ф.Я., Сонич В.П. Методика оценки перспектив нефтегазоносности баженовских отложений Западной Сибири // Энергия и механизм первичной миграции углеводородов. М.: Наука, 1988. С. 152–161.

Зарипов О.Г., Сонич В.П., Зубков М.Ю. Региональная перспективность отложений баженовской свиты Западной Сибири // Исследования в области геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень: СибНИИНП, 1982. С. 132–144.

Зубков М.Ю. Оценка региональных и локальных перспектив нефтеносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2016. № 3. С. 51–67.

Зубков М.Ю., Ершов В.А., Прямоносова И.А., Шакирова А.Х. Генерация битумоидов и формирование емкостного пространства в отложениях баженовской свиты // Научно-технический прогресс при поисках и освоении нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Вып. 63. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1984. С. 16–21.

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. 246 с.

Карта размещения скоплений нефти в баженовской свите на территории Западно-Сибирской НГП, масштаб 1:5 000 000. М., ИГиРГИ, 2009.

Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 11. С. 1191–1200.

Мелик-Пашаев В.С., Степанов А.И., Терещенко Ю.А. О природе аномально высоких пластовых давлений в юрских отложениях Салымского месторождения // Геология нефти и газа. 1979. № 7. С. 25–28.

Микуленко К.И. Перспективы нефтегазоносности отложений баженовской свиты центральных и южных районов Западно-Сибирской плиты // Науч. тр. СНИИГГиМС. 1974. Вып. 194. С. 37–41.

Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. 1979. № 10. С. 26–29.

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. 331 с.

Behar F., Vandenbroucke M. Chemical modeling of kerogens // Organic Geochem. 1987. Vol. 11, N 1. P. 15–24.

Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov I.I. Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia // Russ. Geol. Geophys. 2011. Vol. 52, Iss. 8. P. 781–791.

Curtis M.E., Cardott B.J., Sondergeld C.H., Rai C.S. Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity // Intern. J. Coal Geol. 2012. Vol. 103. P. 26–31.

Pollack H.N., Hurter S., Johnson Heat flow from the Earth's Interior: Analysis of the global data set: Rev. Geophys. 1993. Vol. 31. P. 267–280.

Поступила в редакцию 21.05.2018

Поступила с доработки 18.10.2018

Принята к публикации 31.10.2018