



ОЦЕНКА РЕГИОНАЛЬНЫХ И ЛОКАЛЬНЫХ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ И АБАЛАКСКОЙ СВИТ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

М. Ю. Зубков

Западно-Сибирский геологический центр, Тюмень

С целью регионального прогноза нефтеносности отложений баженовской свиты выбраны следующие критерии: мощность свиты, содержание в ней ОВ, пластовая температура, толщины подстилающих и перекрывающих свиту флюидоупоров, значения кажущихся сопротивлений и удельной нефтегенерации. На основе изучения комплексов эпигенетических минералов, которые часто имеют прекрасную кристаллическую огранку, доказано участие тектоногидротермальных процессов в формировании вторичных коллекторов в отложениях баженовской и абалакской свит. В качестве потенциально продуктивных пород, в которых образуются вторичные коллекторы, выделены два главных типа, имеющих кремнистый и карбонатный составы. На основе оригинальной методики, основанной на комплексировании данных сейсморазведки и двумерного и трехмерного тектонофизического моделирования, представленного оптико-поляризационным и тектоноседиментационным методами, предложен способ осуществления локального прогноза нефтеносности бажено-абалакского комплекса с выделением территорий различных категорий перспективности и указанием мест расположения проектных скважин.

Ключевые слова: баженовская, абалакская свиты, региональный и локальный прогнозы нефтеносности, потенциально продуктивные пласты, вторичные коллекторы, тектоногидротермальные процессы, тектонофизическое моделирование.

ASSESSING REGIONAL AND LOCAL PETROLEUM POTENTIAL OF THE BAZHENOV AND ABALAK FORMATIONS IN WESTERN SIBERIA

M. Yu. Zubkov

West-Siberian Geological Centre, Tyumen

In order to make a regional forecast of oil occurrence in the Bazhenov Formation rocks, the following criteria have been applied: formation thickness, organic matter content, formation temperature, thickness of underlying and overlying seals, apparent resistivity, and specific oil generation. Based on the study of epigenetic mineral complexes which often have clear crystalline faceting, it has been proven that tectonic-hydrothermal processes took part in the formation of secondary reservoirs in the Bazhenov and Abalak formations. Two principal types of rocks with siliceous and carbonaceous composition were identified as potential pay rocks, in which secondary reservoirs form. An original technique, which is based on integration of seismic data, and 2D and 3D tectonophysical modelling by optical polarisation and tectonic-sedimentation methods enabled local forecast of oil occurrence in the Bazhenov-Abalak play with identifying territories of different oil occurrence potential and allocation of project wells.

Keywords: Bazhenov Formation, Abalak Formation, regional and local forecasts of oil occurrence, potential pay beds, secondary reservoirs, tectonic-hydrothermal processes, tectonophysical modelling.

DOI 10.20403/2078-0575-2016-3-51-67

Памяти Ф. Г. Гурари и П. М. Бондаренко, моих учителей и коллег, посвящается

Более 40 лет геологи и нефтяники исследуют баженовскую свиту с целью разработки методики прогноза и поисков в ней залежей углеводородов (УВ). Однако до сих пор такая методика не создана. Это объясняется главным образом отсутствием ясного представления о механизме или механизмах образования коллекторов в свите, что связано в первую очередь с недостаточной полнотой и тщательностью исследования образцов керна из скважин, вскрывших свиту. Многие исследователи, занимавшиеся проблемой прогноза ее нефтеносности, объясняли отсутствие явных признаков коллекторов в битуминозных отложениях тем, что они не сохраняются в процессе бурения

скважин и выносятся в виде шлама. Действительно, из-за несовершенства технологии отбора керна, применявшейся в 1970–1990-х гг., вынос керна из интервала залегания баженовской свиты часто составлял не более 60–70 % от проходки. Поэтому «коллектор-невидимка» вполне мог оказаться среди остальных 30–40 % керна. Однако в последние годы технология отбора керна существенно улучшилась и вынос керна из отложений баженовской свиты достигает теперь 85–95 % и даже больше, поэтому пропустить в ней коллекторы стало невозможно. Необходимо отметить, что результаты испытаний скважин, вскрывавших, помимо баженовской свиты, также абалакскую свиту (чаще всего ее верхнюю половину), показали, что основные притоки часто были получены не из баженовской свиты, а из абалакской. Более того, нефтяники, раз-



рабатывающие верхнеюрские отложения в пределах Красноленинского свода, считают основным продуктивным объектом именно абалакскую свиту, так как промысловые исследования прямо указывают на присутствие именно в ней интервалов притока нефти. Таким образом, продуктивны часто обе свиты и, как будет показано далее, образование коллекторов в них происходит одновременно в результате одних и тех же процессов, а потому их можно объединить в один продуктивный объект. Автором данной статьи к настоящему времени накоплены материалы, представленные преимущественно результатами комплексных литолого-петрофизических исследований многочисленных образцов керн из обеих свит, а также опробования обсуждаемых объектов. Все это позволило реконструировать механизм формирования в них коллекторов и предложить критерии для региональной и локальной оценки перспектив их нефтегазонасности. Отметим, что в настоящей публикации охарактеризованы лишь верхнеюрские отложения, имеющие «классическое» строение. Участки с аномальным (присутствие песчано-алевритовых пластов неокомского возраста) строением баженовской свиты не рассматриваются. Кроме того, под баженовской свитой условно понимаются все ее литостратиграфические аналоги (тутлеймская, марьяновская, яновстановская и другие свиты).

Критерии региональных перспектив нефтегазонасности отложений баженовской свиты

После получения промышленных притоков нефти из отложений баженовской свиты в пределах Салымского месторождения различными исследователями было предложено большое количество моделей формирования коллекторов в ее составе, из которых основными являются две.

В соответствии с *первой* в баженовской свите присутствуют листоватые коллекторы, которые возникли вследствие многочисленных флюидоразрывов, вызванных процессами генерации углеводородов органическим веществом, присутствующим в составе свиты в виде тонких прослоек. Эту модель первым предложил Ф. Г. Гурари (СНИИГГиМС) [1]. В дальнейшем ее развивали исследователи из ЗапСибНИГНИ (И. И. Нестеров, И. Н. Ушатинский, О. Г. Зарипов и др.), ЗапСибНИИГеофизика (В. В. Хабаров, О. М. Нелепченко, Е. Н. Волков), СибНИИНП (В. П. Сонич, М. Ю. Зубков, Ф. Я. Боркун), ВНИГРИ (Т. В. Дорофеева, Б. А. Лебедев, С. Г. Краснов), МИНХ и ГП (В. М. Добрынин, В. Г. Мартынов), ИГИРГИ (Н. А. Крылов, В. Е. Орел, С. И. Филина, М. В. Корж, М. С. Зонн), ВНИИГАЗ (В. А. Скоробогатов), Главтюменгеология (Ф. К. Салманов, Г. Р. Новиков, А. В. Тянь) и мн. др. [2–5, 14, 17–19].

Исследователи, предложившие *вторую* модель, считают, что формирование коллекторов в баженовской свите обусловлено тектоническим дроблением ее отложений и коллекторы, образующиеся

в них, соответственно, относятся к классу трещиноватых. Эту точку зрения разделяют К. И. Микуленко, А. И. Степанов, Ю. А. Терещенко, Э. М. Халимов, В. С. Мелик-Пашаев и ряд других авторов [15, 16, 20].

Поскольку баженовская свита на большей части территории ее распространения находится в главной фазе нефтеобразования (ГФН), то исходя из первой модели она должна быть нефтеносной на всей этой площади. Однако на самом деле, как мы знаем, это далеко не так, и даже на площадях с доказанной ее нефтеносностью, например на Салымской, притоки получены в лучшем случае только из половины скважин. Таким образом, данная модель не является адекватной и не позволяет осуществлять локальный прогноз перспективных участков для поисков залежей УВ в баженовской свите в пределах того или иного месторождения.

Вторая модель скорее декларативная, чем рабочая, т. е. просто указывает на участие тектонических сил в формировании коллекторов в отложениях свиты, но не дает конкретных указаний на то, как и где их искать.

Тем не менее накопленные промысловые и геофизические данные, включая результаты замеров пластовых давлений ($P_{пл}$), температур ($T_{пл}$), испытаний скважин, полученных из них дебитов и других параметров, позволили на качественном уровне выбрать ряд критериев для оценки региональных перспектив отложений баженовской свиты [1–5, 10, 13, 14, 18, 19]. Рассмотрим эти критерии более подробно.

Известно, что продуктивные участки в битуминозных отложениях приурочены к зонам с повышенными $T_{пл}$ (обычно более 100–110 °С) [1, 3–7, 13, 14, 18, 19]. Также они характеризуются аномально высокими $P_{пл}$ (коэффициент аномальности до 1,3–1,5 и даже выше) [1–5, 10, 13, 14, 15, 17–20]. Из-за повышенной битуминозности отложения свиты в продуктивных участках характеризуются повышенными кажущимися сопротивлениями (КС) [1–5, 10, 14, 19]. Очевидно, что для сохранения образующихся в битуминозных отложениях залежей УВ (да еще и с аномально высокими $P_{пл}$) необходимо, чтобы они были надежно изолированы от ближайших проницаемых горизонтов, причем как сверху, так и снизу [1, 3, 5, 8, 10, 13, 14, 18, 19]. Из общих соображений можно также допустить, что чем больше мощность свиты и выше концентрация в ней ОВ, тем более она перспективна при прочих равных условиях [1, 3–7, 10, 13, 14, 17–19]. Наконец, чем больше генерировано ею УВ в том или ином месте, тем выше ее перспективы на этих участках [4–6, 10, 13, 18, 19].

Следует отметить, что некоторые критерии взаимосвязаны. Действительно, повышенные $T_{пл}$ вызывают усиленную нефтегенерацию, а значит, рост $P_{пл}$, вытеснение поровой воды и заполнение освободившегося пространства битумами и УВ и, как следствие, увеличение значений КС. Таким образом, при прочих равных условиях должна наблюдаться



пространственная взаимосвязь повышенных $T_{пл}$ с аномально высокими $P_{пл}$, повышенными значениями КС и удельной генерации УВ [4, 6, 10, 13, 14, 19].

С содержанием ОВ в составе свиты все не так просто. С одной стороны, высокое его содержание является положительным признаком, но, с другой стороны, в местах с аномально высокими значениями $T_{пл}$ происходила усиленная генерация УВ за счет исходного ОВ. Поэтому участки с аномально высокими значениями $T_{пл}$ характеризуются сравнительно низкими концентрациями ОВ за счет его преобразования здесь в УВ [7, 13].

Анализ изменения толщины баженовской свиты в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции показал, что если принять в качестве граничного ее значения 20 м [4, 14, 18, 19], то основная площадь ее распространения перспективна по этому признаку, за исключением нескольких локальных участков в центральной и северной частях Сургутского свода, южной и северной частей Нижневартовского свода, а также в центральной, южной и юго-восточной частях Западно-Сибирской плиты (рис. 1, а). Эти участки, вероятно, какое-то время были островами в волжском море, и потому на них тогда не отлагались осадки баженовской свиты.

В качестве критической концентрации ОВ в свите большинство исследователей принимают 10 % и выше [1, 3, 5, 6, 10, 13, 18, 19]. Следовательно, на большей части Западно-Сибирской плиты (ЗСП) содержание ОВ превышает принятую в качестве критической величину (см. рис. 1, б). Исключением являются главным образом периферийные и северные части ЗСП, где концентрация ОВ в свите невысокая из-за разбавления терригенными осадками, поступавшими в волжское море с окружающего его континента. Кроме того, значительное снижение концентрации ОВ в составе свиты наблюдается в пределах высокотемпературных участков Салымского месторождения, где, как уже отмечалось, происходила интенсивная генерация УВ за счет термодеструкции исходного ОВ [6, 7].

Достаточно надежно прослеживается по площади $T_{пл}$ (см. рис. 1, в). Если в качестве критической величины $T_{пл}$ принять 100 °С и выше [1, 3–5, 10, 13, 14, 18, 19], то площадь перспективных участков, выделенных по этому критерию, заметно уменьшится. Основная часть территорий, оконтуриваемых изотермой 100 °С, находится в западной и северной частях ЗСП. Локальные участки, в пределах которых $T_{пл}$ в кровле баженовской свиты достигает 100 °С, расположены в центральной части Нижневартовского свода, Александровского мегавала, в северной части Парабельского мегавала и Северо-Васюганском мегавале.

Степень изоляции отложений баженовской свиты от подстилающих и перекрывающих ее пород-коллекторов также является важным параметром. Большинство авторов, основываясь на результатах геохимических исследований, принимают критиче-

скую мощность подстилающих и перекрывающих флюидоупоров не менее 10 м [1, 4, 10–14, 18, 19].

Исходя из этого значения, качество изоляции отложений свиты сверху от ближайших к ней песчаников, можно оценить как весьма надежное (см. рис. 1, г). Толщина флюидоупоров на некоторых локальных участках не превышает 5–10 м (в центральной и северной частях Сургутского свода, северной половине Нижневартовского свода, на Александровском мегавале, Каймысовском своде и некоторых других территориях). Нередко эти участки территориально совпадают с теми, в пределах которых отмечается уменьшение мощности отложений и самой свиты (см. рис. 1, а, г).

Снизу отложения баженовской свиты изолированы гораздо хуже, чем сверху. По этому критерию практически вся центральная и юго-восточная части Западно-Сибирской плиты являются бесперспективными (рис. 2, а). Лишь на некоторых локальных участках значения обсуждаемого параметра выше критических 10 м: южная часть Александровского мегавала с прилегающей частью Колтогорского мегавала и северной частью Среднеvasюганского мегавала, северная часть Каймысовского свода, южная часть Верхнедемьянского мегавала со смежными участками. Отмечается ряд территорий, на которых баженовская свита непосредственно залегает на васюганских песчаниках. Наиболее крупные по площади расположены в южной и юго-восточной частях ЗСП (Верхнедемьянский мегавал, Каймысовский свод с прилегающими районами и юго-восточная часть Нижневартовского свода, центральная часть Александровского мегавала и далее на восток вплоть до Пыль-Караминского мегавала). Вся западная, северная и прибортовая части плиты перспективны по этому признаку (см. рис. 2, а). Граница между надежной и слабой гидродинамической изоляцией отложений свиты снизу протягивается в субмеридиональном направлении вдоль западного погружения Сургутского свода и совпадает с границей распространения пласта Ю₁.

Как уже отмечалось, значения КС свиты определяются главным образом битуминозностью и содержанием остаточной воды [3, 4, 10, 13, 14, 19]. Если сопоставить карту-схему распределения КС и содержания $B_{хл}$ в свите, то изолинии содержания битумоидов 0,8–1,0 % в общих чертах повторяют изоомы 100–150 Ом·м [4, 10]. По значениям КС можно даже ранжировать площади по степени их битуминозности, а, следовательно, и перспективности [8]. В пределах площадей с доказанной нефтеносностью свиты величина ее КС составляет порядка 200–250 Ом·м и выше [3–5, 19]. По нашим данным (1984 г.), на Большесалымской группе месторождений отмечается закономерное увеличение значений КС (от 250 до 500–1000 Ом·м) по мере нарастания содержания в ней битумоидов (от 1,5 до 3,0 %).

Изменение $T_{пл}$ по кровле свиты в целом также напоминает схему распределения значений КС.

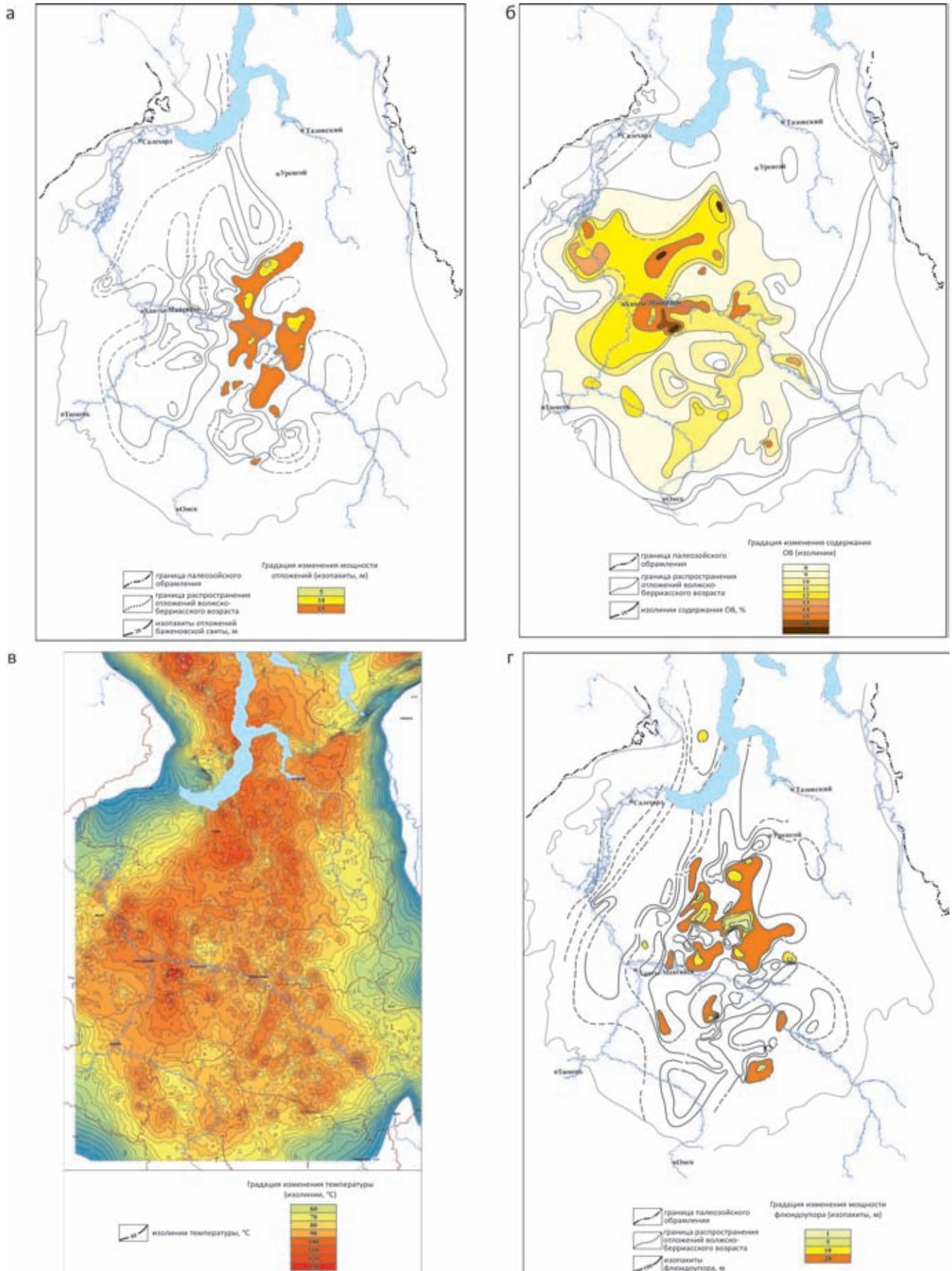


Рис. 1. Критерии оценки региональных перспектив отложений баженовской свиты: а – мощность отложений свиты (по М. Ю. Зубкову, 1984); б – содержание C_{org} (по А. Э. Конторовичу и А. С. Фомичеву, 1982); в – $T_{пл}$ по кровле свиты (по А. Р. Курчикову и А. Г. Плавнику, 2015); г – толщина перекрывающих флюидоупоров (по М. Ю. Зубкову, 1984, с добавлениями)

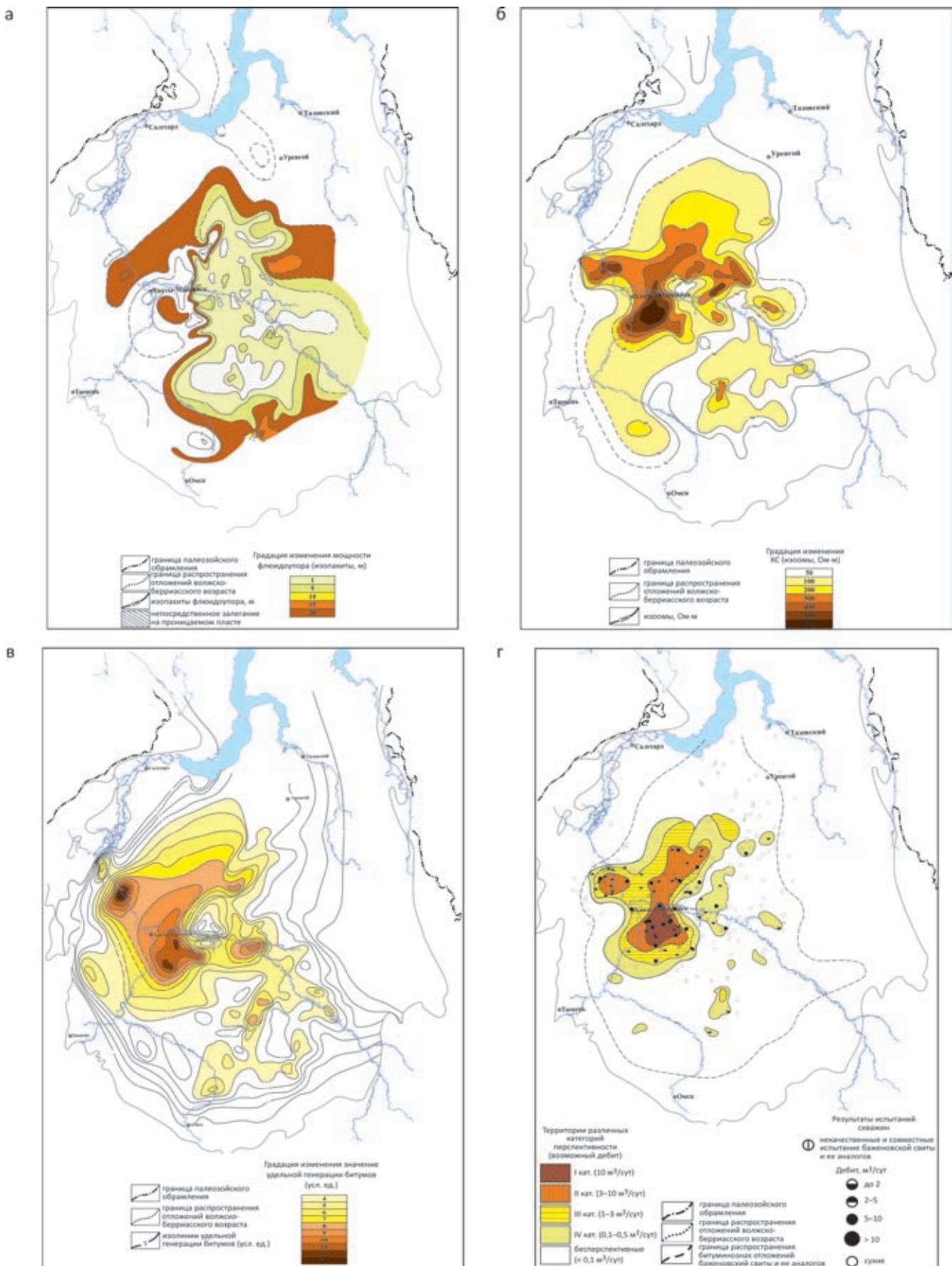


Рис. 2. Критерии оценки региональных перспектив отложений баженовской свиты: а – мощности подстилающих свиту флюидупоров; б – значения кажущегося сопротивления отложений свиты; в – значения удельной нефтегенерации отложений свиты; г – карта-схема региональных перспектив отложений баженовской свиты (по М. Ю. Зубкову, 1984 с добавлениями)



Так, температурной аномалии на Красноленинском своде соответствуют повышенные значения КС. Территория Большесалымского месторождения оконтуривается изотермой 100 °С с максимальными значениями КС и $T_{пл}$ в районе Салымского месторождения (см. рис. 1, в, 2, б). По нашим данным, в соседнем Сургутском районе область низких значений КС (менее 200 Ом·м) совпадает с изотермой 80 °С.

Установление зависимости между степенью превращения керогена в УВ (нафтиды) и современной $T_{пл}$ позволило, используя сведения о распределении ОВ в составе свиты и $T_{пл}$, построить карту-схему удельной генерации нафтидов (см. рис. 2, в) [6]. Исходя из полученных данных наиболее перспективны (с максимальными значениями удельной генерации нафтидов) западные районы ЗСП. К максимально перспективным можно отнести Красноленинский свод и расположенные к востоку от него Назымскую и Галяновскую площади, западный склон Сургутского свода, район Большесалымского месторождения с прилегающими территориями, включая Северо-Демьянское (на юге), Приобское, Приразломное, далее на север – Тортасинский лицензионный участок, Камыньское и, наконец, Ай-Пимское месторождения.

Накладывая друг на друга все полученные карты-схемы с указанными ранее критериями, получаем сводную прогнозную карту-схему региональных перспектив баженновской свиты (см. рис. 2, г) [4, 10].

Земли первой категории, отнесенные к наиболее перспективным, характеризуются полным совпадением в их границах всех семи критериев. Предполагается, что на этих землях из скважин, вскрывших верхнеюрские отложения, можно будет получить наиболее высокодебитные притоки. В общих чертах земли совпадают с Большесалымским месторождением [4, 10].

На *землях второй категории* значения хотя бы одного параметра ниже критических. Они окружают земли первой категории и простираются в северном направлении; кроме того, они расположены в пределах Красноленинского свода [4, 10]. На них возможно получение среднедебитных притоков из верхнеюрских отложений.

Земли третьей категории – это площади, на которых значение двух критериев ниже критических. Как правило, они окружают земли более высокой категории перспективности. Судя по результатам испытаний скважин, вскрывших верхнеюрские отложения, из них получены низкодебитные притоки нефти – не более 3–5 м³/сут [3, 10].

Наконец, на *землях четвертой категории* критические значения ниже принятых у трех любых параметров. Эти земли узкой полоской окружают территории с более высокими категориями перспективности. Это небольшие по площади участки, расположенные в центральной, южной и восточной частях ЗСП, наиболее крупные – в Танловской мегавпадине и западной части Нижневартовского свода

и на его погружении. Ожидаемые притоки нефти здесь, скорее всего, не будут превышать 1–2 м³/сут.

Остальные территории отнесены к категории *бесперспективных*.

Локальный прогноз нефтегазоносности баженновской и абалакской свит

Осуществленный выше региональный прогноз нефтегазоносности баженновской свиты позволил выделить в пределах Западно-Сибирской плиты наиболее перспективные участки, однако это вовсе не означает, что, пробуравив скважину в любом месте такого участка, мы гарантированно получим приток нефти. Действительно, даже на самой высокоперспективной территории, к которой относится Салымское месторождение, около половины из всех скважин, вскрывших баженновскую свиту, «сухие» или малодебитные. Очевидно, что выполненного нами регионального прогноза перспектив нефтеносности свиты недостаточно. В пределах выделенных на региональном уровне перспективных участков необходим локальный прогноз с указанием конкретных мест заложения разведочных и/или продуктивных скважин.

Чтобы решить эту задачу, следует понять, каким образом в рассматриваемых отложениях формируется коллектор. Нами были детально изучены вещественный состав, текстурно-структурные особенности, коллекторские свойства основных литологических типов верхнеюрских пород, а также результаты ГИС и опробования вскрытых скважинами интервалов [5, 6, 8, 13].

В первую очередь нами исследовались образцы, в которых имелись прямые признаки УВ, главным образом *кремнистые* (силициты и радиоляриты) и *карбонатные* (известняки и доломиты) разновидности.

В образцах *кремнистых* пород из продуктивных интервалов баженновской свиты часто наблюдаются открытые трещины, на поверхности которых присутствуют тонкие пленки метаморфизованных битумов и многочисленные мелкие кристаллы эпигенетических минералов, имеющих, как будет показано далее, гидротермальное происхождение (рис. 3, а, б). В интервалах кремнистых пород следует различать две разновидности.

1. Обычные *силициты*, выделенные еще в 1935 г. Г. И. Теодоровичем, сложенные многочисленными очень мелкими плоскими, часто линзовидными кремнистыми микрозернистыми агрегатами, которые окружены глинисто-керогеновой массой. На снимках полноразмерного керна, полученных в ультрафиолетовом (УФ) свете, они не люминесцируют, так как из-за низкой пористости и очень маленьких размеров все поры заполнены остаточной водой (см. рис. 3, е). По данным ЯМР спектроскопии их пористость всего 2–3 % (см. рис. 3, г).

2. *Радиоляриты*, напротив, обладают заметной «псевдогранулярной» пористостью (часто более 10–

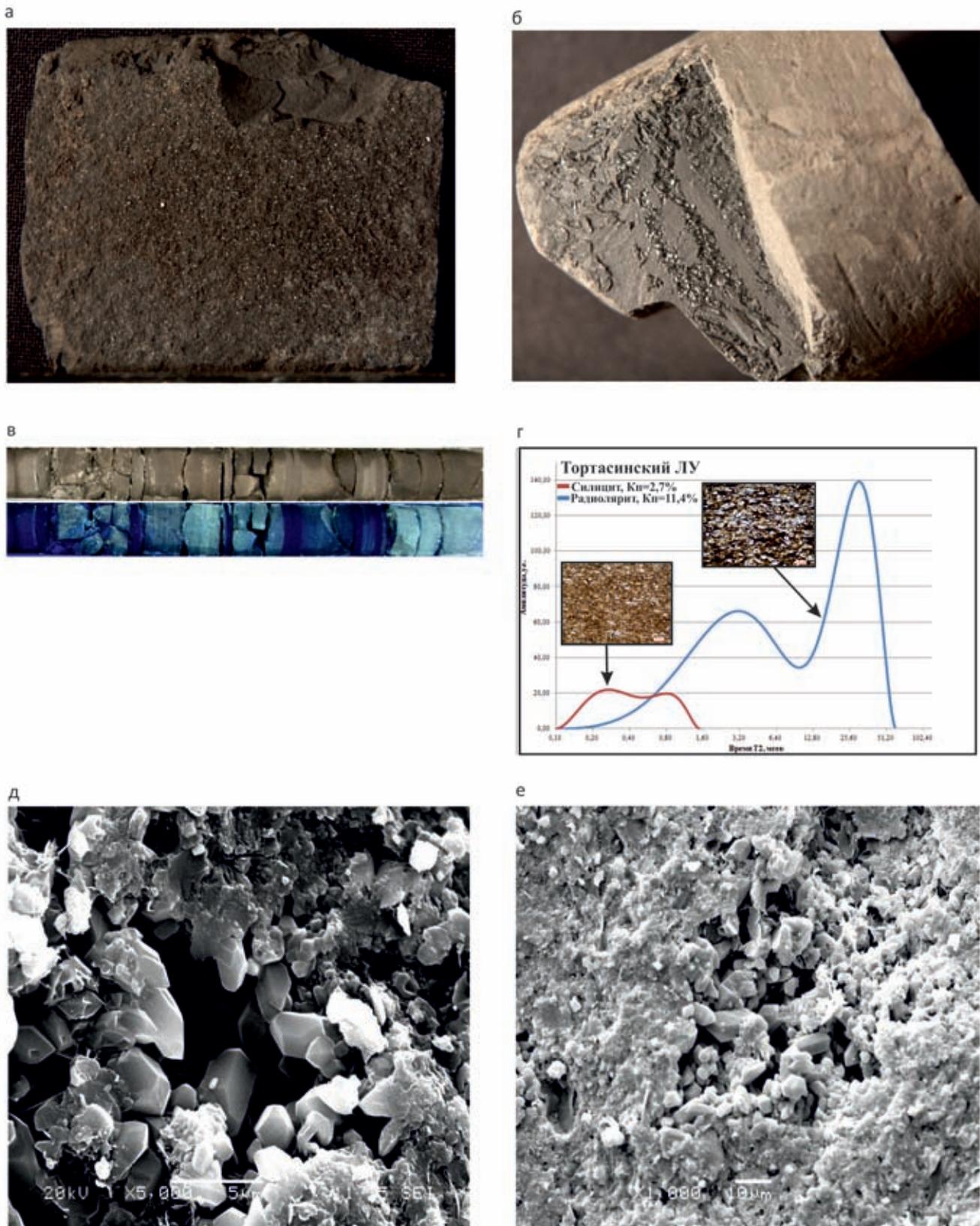


Рис. 3. Фотографии полноразмерных образцов кремнистого состава (а–в), спектр ЯМР силицита и радиолярита (г) и снимки РЭМ микрокавернозных участков в радиоляритах с микродрюзами кварца (д, е); отложения баженовской свиты: Маслиховское (а, б), Тортасинское (в, г), Верхнесалымское (д) и Приобское (е) месторождения (по [13] с добавлениями)

12 %) и бывают насыщены УВ, что подтверждается их люминесценцией в УФ свете. Обладая начальной (седиментогенной) пористостью и проницаемостью, радиоляриты в отличие от обычных практически

непроницаемых силицитов способны фильтровать гидротермальные флюиды, которые постепенно насыщаются и пересыщаются кремнеземом. При снижении температуры и давления из них кристал-

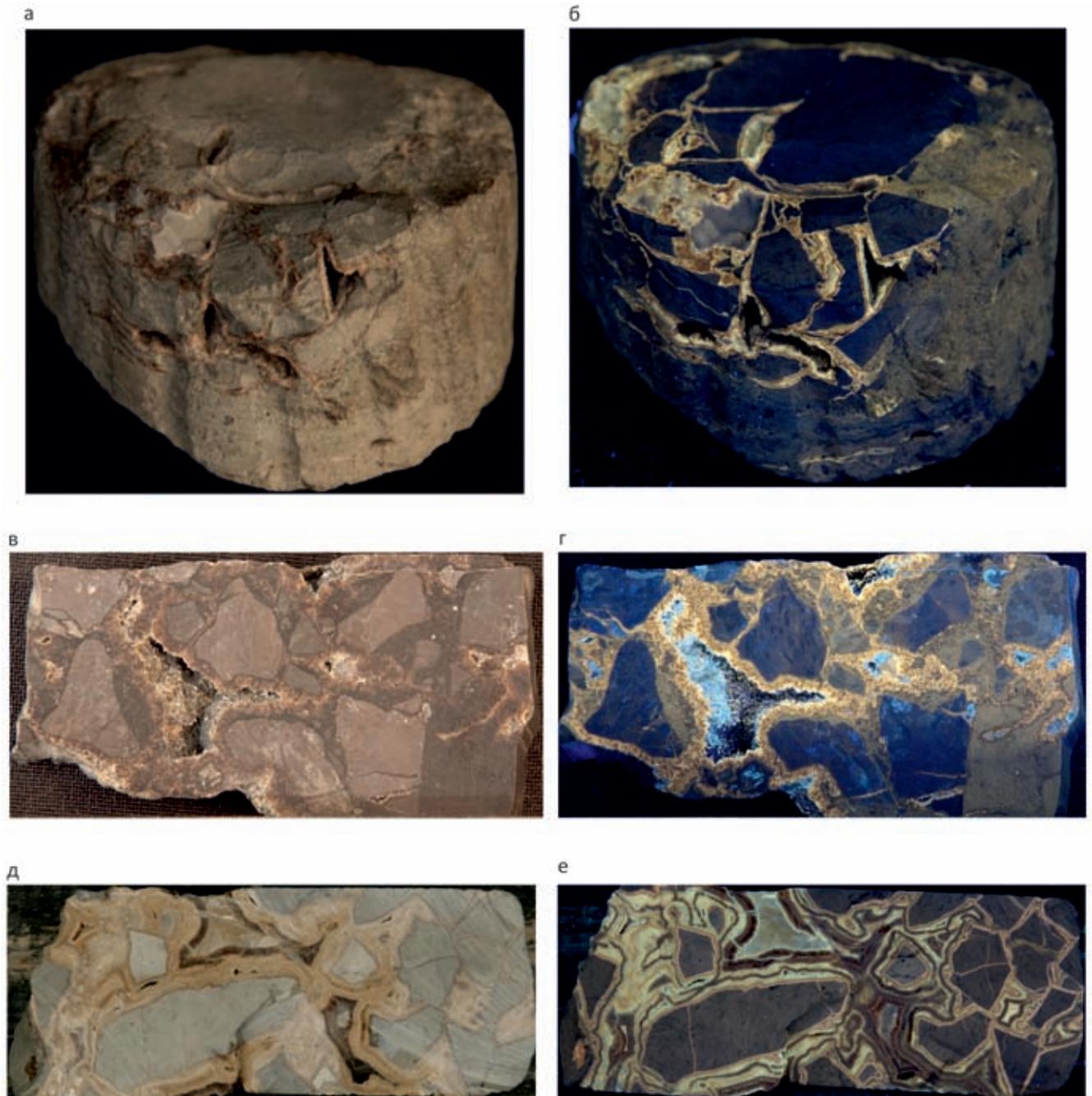


Рис. 4. Фотографии полноразмерных трещиновато-кавернозных образцов карбонатного состава, снятых в белом (а, в, д) и ультрафиолетовом (б, г, е) свете, отобранных из верхнеюрских отложений месторождений: а, б – Усть-Балыкского; в, г – Салымского; д, е – Сыморьяхского (по [13])

лизуются прекрасно ограненные отдельные микрокристаллы кварца и их агрегаты (см. рис. 3, д, е).

Таким образом, в кремнистых разновидностях пород присутствуют две основные разновидности пустот – трещинная и микропористая и/или микрокавернозная.

Карбонатные литологические типы пород, которые являются коллекторами в верхнеюрских отложениях, имеющие прямые признаки присутствия УВ, выглядят гораздо более красиво и выразительно, чем кремнистые, особенно в УФ свете (рис. 4). В них отмечаются многочисленные трещины и каверны, покрытые пленками и корочками эпигенетических карбонатных минералов, содер-

жащих микровключения капельной нефти, интенсивно люминесцирующими в УФ свете. Очевидно, что в карбонатных литотипах, входящих в состав баженовской и абалакской свит, формируется трещиновато-кавернозный тип коллектора, емкостные и фильтрационные свойства которого гораздо выше, чем трещинно-микропористого, возникающего в кремнистых разновидностях.

В качестве доказательств участия гидротермальных растворов в формировании эпигенетических коллекторов в верхнеюрских отложениях рассмотрим минеральные ассоциации, формирующиеся на поверхности трещин и каверн в рассмотренных кремнистых и карбонатных типах пород.

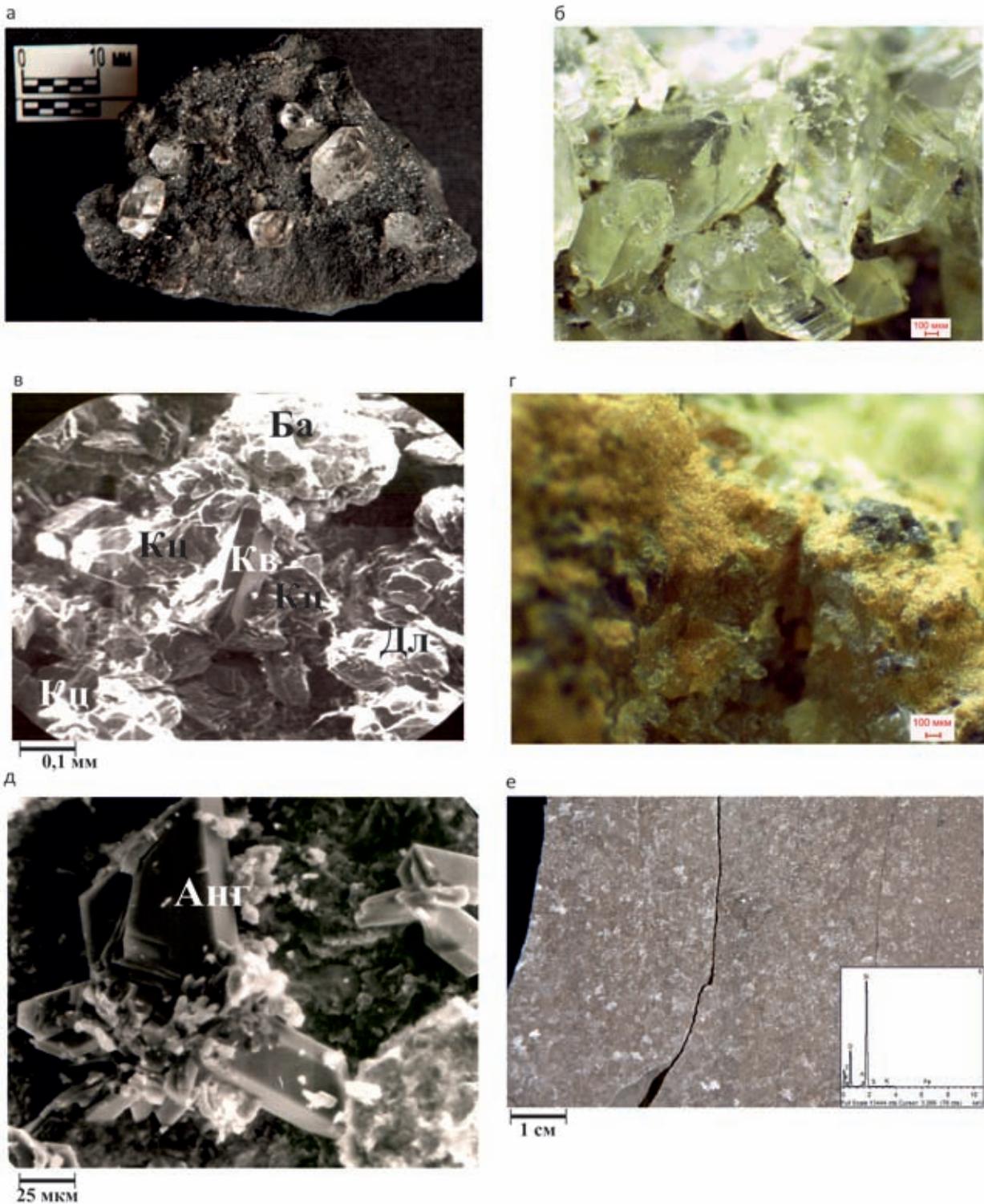


Рис. 5. Фотографии поверхностей трещин и каверн в карбонатах и силицитах, отобранных из отложений баженновской и абалакской свит с эпигенетическими минералами гидротермального происхождения: а – кристаллы кварца на поверхности трещины, покрытой черным метаморфизованным битумом; б – микродрозы кварца, в – отдельные кристаллы (кварц Кв) и агрегаты (кальцит Кц, барит Ба, доломит Дл) в каверне; г – многочисленные агрегаты каолинита (диккита), насыщенные нефтью; д – микродрозы ангидрита; е – многочисленные оптически ориентированные кристаллы барита на окремненной и осветленной поверхности трещины (по [13] с добавлениями)

В карбонатных разновидностях (рис. 5), в которых встречаются достаточно крупные каверны и трещины с раскрытостью до 1 см и более, так же как и в кремнистых литотипах, отмечаются пленки метаморфизованного битума черного цвета

и многочисленные мелкие, редко более крупные (по длинной оси до 1 см) великолепно ограненные кристаллы кварца, а также полиминеральные ассоциации кристаллов кварца, барита, кальцита и доломита. В некоторых порах кроме кристаллов



кварца имеются многочисленные агрегаты «крупнокристаллического» каолинита (диккита), желтого цвета из-за присутствующей на их поверхности нефти. Несмотря на то что в верхнеюрских отложениях существует восстановительная геохимическая среда, на поверхности трещин нередко присутствуют агрегаты мелкокристаллического ангидрита. Это свидетельствует о том, что гидротермы не только обладали кислым составом, но и содержали в своем составе кислород. В ряде случаев наблюдается окремнение поверхности трещин, их осветление (за счет окисления $ОВ$, присутствовавшего в их составе) и образование многочисленных мелких оптически ориентированных кристаллов барита на их поверхности. Появление кислорода в составе гидротерм, по данным В. И. Бгатова (1985), объясняется выделением его наряду с другими газами из приповерхностных интрузий, проникающих в кровельную часть доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты.

Кроме рассмотренных выше кремнистых и карбонатных типов пород, в которых в результате тектонического дробления и последующей гидротермальной проработки формируются вторичные коллекторы трещинно-микropорового и трещинно-кавернозного типов, в составе верхнеюрских отложений встречены и другие, более экзотические типы. В разрезе некоторых скважин, вскрывших баженовскую свиту в пределах Салымского месторождения, малодебитные притоки были получены, во-первых, из радиолярит-доломитового с высоким содержанием ихтиодетрита маломощного (около 30–35 см) пласта, а во-вторых, из «пиритового» пласта мощностью около 1 м, состоящего, по данным автора, преимущественно из фрамбоидального пирита с небольшой примесью доломита, кальцита и кварца. Вторичная пористость в последнем пласте (достигающая 15–17 %) возникла преимущественно вследствие выщелачивания гидротермами большого количества ихтиодетрита.

На Пальяновской площади в баженовской свите встречены маломощные нефтенасыщенные пропластки толщиной всего по 2–3 см, представленные фосфоритовыми копролитами с пористостью около 11 % [13].

Таким образом, основные литологические типы пород, в которых образуется вторичная емкость, – это кремнистые и карбонатные разновидности. Общим для них является, с одной стороны, достаточно высокая прочность, а с другой – хрупкость. Поэтому под действием тектонических сил они дробятся, в них образуются трещины (кремнистые породы) либо трещины и каверны (карбонатные разновидности). В отличие от кремнистых пород, слабо растворимых в гидротермальных флюидах, в карбонатных вследствие их высокой растворимости в кислых гидротермах, кроме трещинных формируются также и кавернозные емкости [10–13], а благодаря достаточно высокой проч-

ности вторичная емкость в значительной степени сохраняется.

Поскольку первоначально (до тектоногидротермального воздействия) рассматриваемые типы пород не были коллекторами, мы назвали их потенциально продуктивными породами, или ППП [9–13].

Благодаря специфическим петрофизическим свойствам кремнистые и карбонатные разновидности пород в верхнеюрском разрезе легко выделяются различными методами ГИС (НКТ, ГГК, АК, в ряде случаев БК и др.). По данным интервальных испытаний, включая дебитометрию, потокометрию, высокоточную термометрию и др., притоки, получаемые из верхнеюрских отложений, совпадают с местоположениями этих пластов (рис. 6). Таким образом, промысловые испытания также подтверждают, что продуктивны в составе рассматриваемых отложений именно ППП.

Исходя из сказанного, можно заключить, что локальный прогноз нефтегазоносности верхнеюрских отложений состоит из решения двух задач. Первая задача связана с выделением в разрезе ППП, в которых формируются вторичные коллекторы трещинного и трещинно-кавернозного типов, определении их суммарной мощности и площадной распространенности. Эта задача, как мы уже показали, решается достаточно просто с помощью данных ГИС [8–13]. Вторая задача заключается в выделении участков, в пределах которых произошли тектоническое дробление ППП и проработка их гидротермальными флюидами. Эта задача гораздо сложнее, и для ее решения предлагается оригинальная методика, основанная на комплексировании данных сейсморазведки и результатов тектонофизического моделирования, которые проводятся в двумерных и трехмерных модификациях [8–13].

Суть методики – физическое моделирование процессов, происходящих в осадке под действием растущих антиклинальных блоков, форма и размеры которых выбираются на основе анализа сейсмических разрезов по отражающему горизонту А (рис. 7, а). Двумерное тектонофизическое моделирование осуществляется с применением двух методов: оптико-поляризационного и тектоноседиментационного [8–13]. В первом методе используется способность оптически активных веществ (нами использовался желатин различных концентраций) окрашиваться в поляризованном свете при возникновении в них напряжений под действием приложенных сил, формируя изохроматическую картину напряжений (см. рис. 7, б). Расшифровывая полученную изохроматическую картину и расположение изоклин (черные линии на снимке модели), можно определить величину касательных напряжений, возникающих в модели под действием воздымающихся из «фундамента» поднятий и ориентацию трещин, образующихся в ней. Из полученных данных можно сделать вывод, что над вершинами

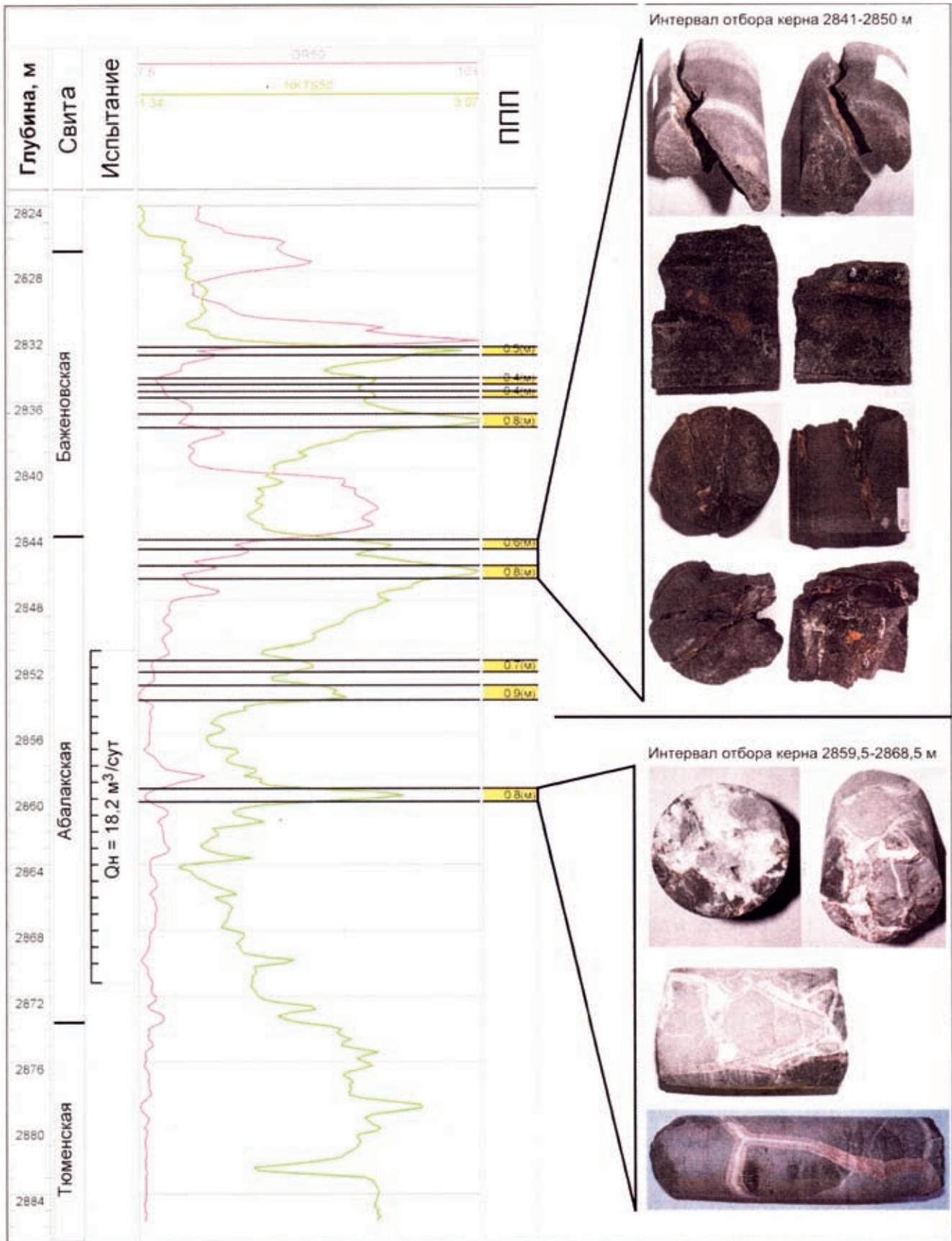


Рис. 6. Пример выделения потенциально продуктивных пластов в составе отложений баженовской и абалакской свит по данным ГИС, Назымская площадь, скв. 3000-Р (по [12])

антиклинальных поднятий в ППП образуются трещины отрыва преимущественно субвертикальной ориентации. Если поднятий несколько и они «взаи-

модействуют» друг с другом, то в пространстве между ними трещины приобретают сначала наклонное (в области их крыльев), а затем субгори-

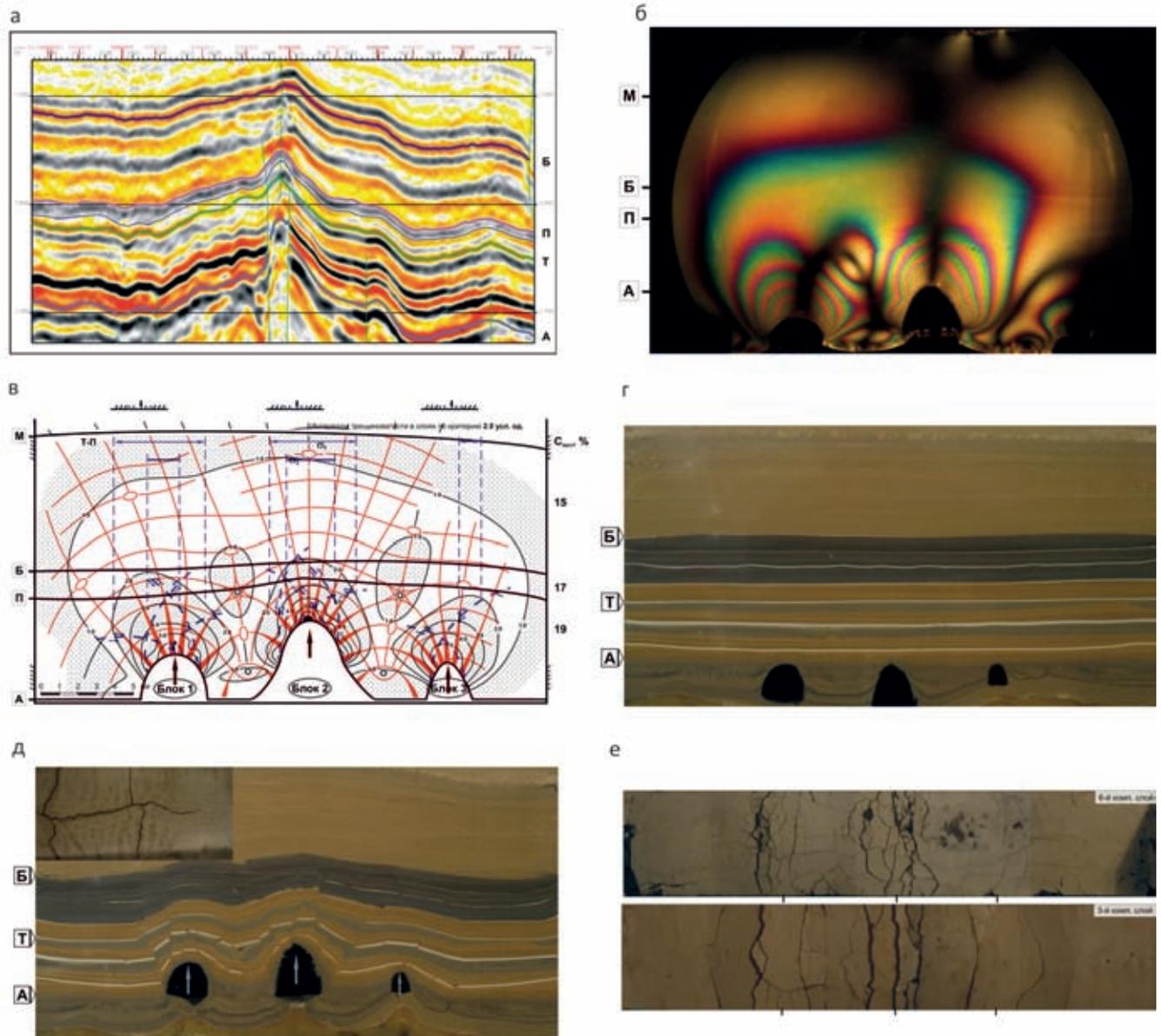


Рис. 7. Двумерное тектонофизическое моделирование на основе результатов сейсморазведки: а – базовый сейсмический разрез, выбранный для моделирования опико-поляризационным (б, в) и тектоноседиментационным (г–е) методами (по [13] с изменениями)

зонтальное направление (вблизи основания антиклинальных блоков). В межблочном пространстве формируются как минимум две изотропные точки, в которых касательные напряжения равны нулю, а нормальные одинаковы во всех направлениях. Эти точки соответствуют областям всестороннего сжатия, в которых исходная пористость уменьшается под действием всестороннего давления. Вторым замечательным свойством этих точек является то, что при переходе через них в вертикальном направлении ориентация прогнозируемых трещин меняется с субвертикальной на субгоризонтальную или наоборот (в зависимости от направления движения при прохождении через эти точки) [8–13]. Интересно, что зона повышенных касательных напряжений или прогнозной трещиноватости по направлению вверх от вершин блоков сначала увеличивается в размерах, достигая на некотором расстоянии от

их вершин максимальной величины, а затем вновь уменьшается (см. рис. 7, в).

Седиментационные модели не позволяют проследить изменение напряжений, возникающих в осадке, и прогнозировать направление трещин, формирующихся вследствие роста антиклинальных блоков, зато дают возможность исследовать механизм перемещения осадков и образования трещин в компетентных пластах модели, имитирующих ППП (см. рис. 7, г–е). В случаях, когда размеры и амплитуды поднятия блоков достаточно велики, зоны трещиноватости (разуплотнения) проявляются и на поверхности модели (см. врезку на рис. 7, д). После завершения эксперимента, разбирая послойно седиментационную модель, можно построить зависимость плотности трещин и величины трещинной «пористости» от размеров поднятий, их амплитуды и расстояния ППП от их вершины [8–13].

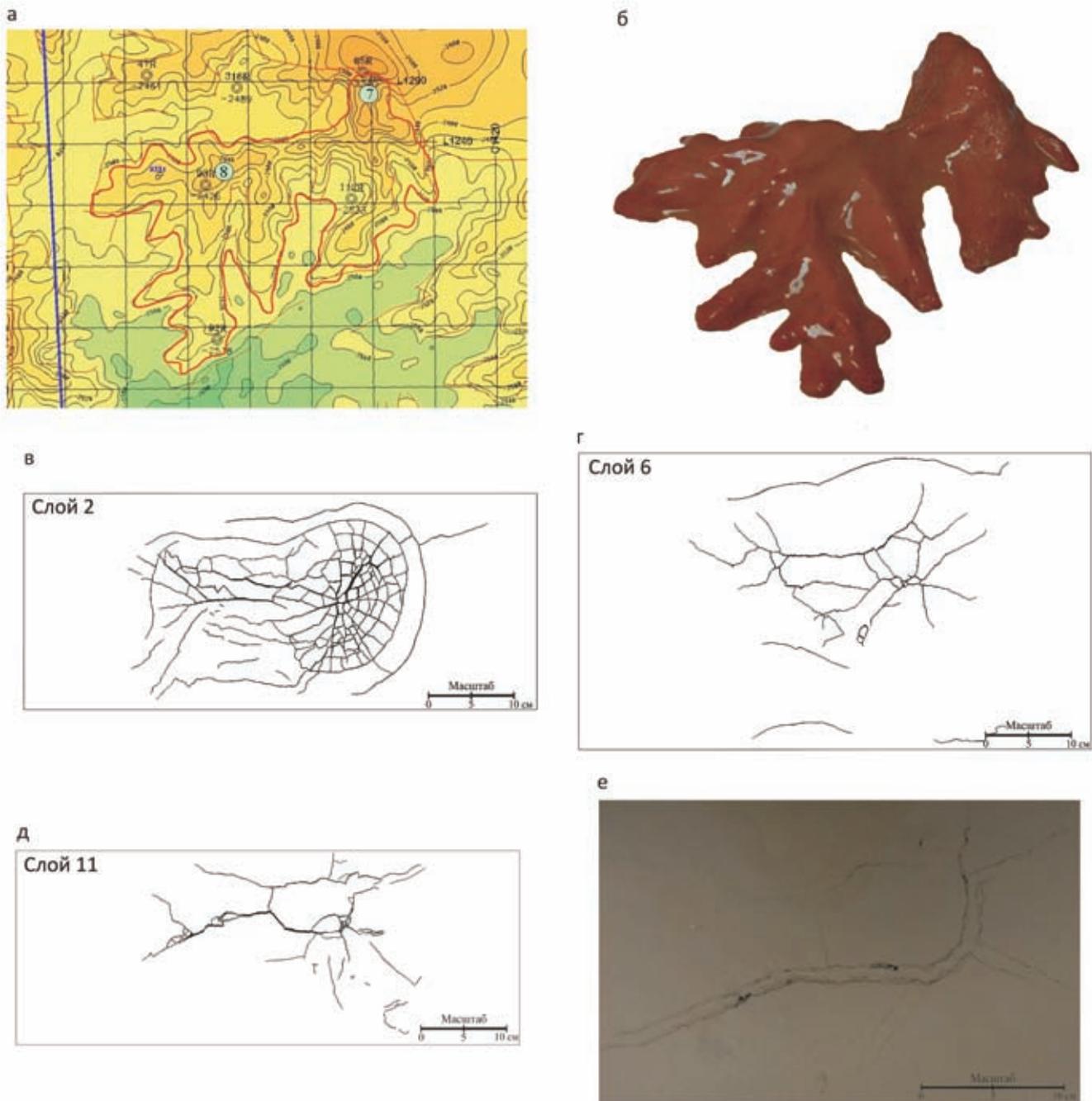


Рис. 8. Трехмерное тектонофизическое моделирование на основе структурной карты по отражающему горизонту А (а); изготовленная на ее основе модель антиклинального блока (б); распределение трещин в компетентных слоях седиментационной модели с указанными на них номерами по направлению снизу вверх (в–д) и фотография поверхности модели после завершения моделирования роста антиклинали (е) (по [13])

Полученные на основе моделирования результаты позволяют с использованием данных сейсморазведки прогнозировать расположение и площадь перспективных зон, в пределах которых возможно присутствие вторичных (тектоногенных) коллекторов в ППП, входящих в состав верхнеюрских отложений.

Интересные результаты получаются и при использовании трехмерных седиментационных моделей, которые подготовлены на основе структурных карт, построенных по отражающему горизонту А конкретного участка месторождения (рис. 8, а). Мы не можем наблюдать (как в двумерных моделях)

перемещение антиклинальных блоков и вызываемые их движением смещения осадков и дробление компетентных пластов (ППП), зато получаем более адекватные результаты распределения трещин в ППП при их препарировании после завершения эксперимента, так как форма антиклинальных блоков максимально соответствует реальному рельефу доюрского комплекса.

Результаты разборки и препарирования компетентных слоев, нумерация которых ведется по направлению снизу вверх, демонстрируют закономерное изменение плотности и морфологии трещин по мере приближения к поверхности модели



(см. рис. 8, в–д). Зона разуплотнения в рассматриваемой модели достигла ее поверхности в виде узких участков «просадки» осадков. При сопоставлении морфологии этих участков на поверхности трехмерной модели с топографической картой рассматриваемого района оказалось, что эти зоны просадки совпадают либо с расположением русел речных проток, либо с положением мелких озер, что зависит от направления течения рек, обусловленного региональным наклоном поверхности изучаемой территории.

По данным обработки геометрических характеристик трещин, сформировавшихся в компетентных слоях трехмерной седиментационной модели, получены надежные зависимости, например, трещинной «пористости» и линейной плотности трещин от расстояния до вершины антиклинального блока (рис. 9, а, б).

На основе результатов, полученных с помощью двумерного и трехмерного тектонофизического моделирования, включающего оптический и седиментационный методы, строится прогнозная карта-схема расположения зон различных категорий продуктивности верхнеюрского комплекса. Категорийность выделенных перспективных участков определяется величиной их площади и прогнозируемой плотно-

стью трещин в их пределах (см. рис. 9, в). Намечены места расположения проектных скважин.

Обсуждение полученных результатов

На основе результатов испытаний интервала залегания баженовской свиты, геофизических и геохимических исследований, а также исходя из общих логических построений был выполнен региональный прогноз ее нефтегазоносности в пределах Западной Сибири. Для этого использовался следующий набор критериев: мощность баженовской свиты, содержание в ней ОВ, толщина подстилающих и перекрывающих свиту флюидоупоров, значения $T_{пл}$, КС и удельной нефтегенерации [4, 5, 10]. Проведенная работа позволила выделить наиболее перспективные участки для поисков залежей УВ в битуминозных отложениях и дифференцировать их по степени перспективности. Однако без ясного представления о механизме формирования коллекторов невозможно осуществлять локальный прогноз в пределах выделенных перспективных территорий с указанием конкретных мест для заложения разведочных и эксплуатационных скважин.

Накопленные промысловые, геолого-геофизические данные (включая сейсморазведочные) и результаты детальных литолого-петрофизических

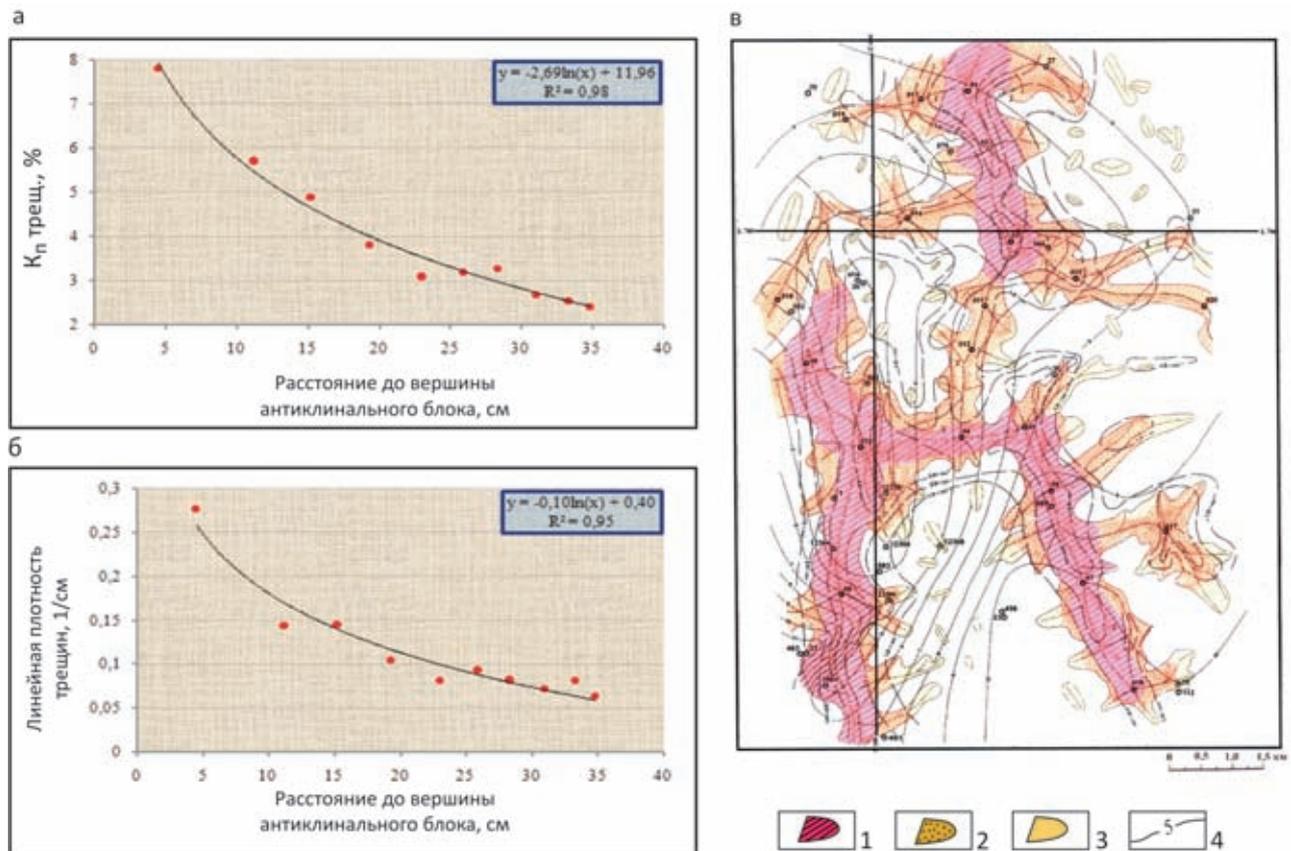


Рис. 9. Результаты обработки трехмерной тектоноседиментационной модели с построенными зависимостями трещиноватой «пористости» (а) и линейной плотности трещин (б) от расстояния до вершины поднятия и пример структурно-прогностической карты-схемы Восточно-Пальяновской площади с выделенными на основе тектонофизического моделирования зонами различных категорий перспективности и суммарной мощности ППП (в) (по [8 и 13]): 1 – высокоперспективные, 2 – перспективные, 3 – малоперспективные; 4 – изопахиты суммарной толщины потенциально продуктивных пластов, м



исследований позволили однозначно доказать, что коллекторы в верхнеюрских отложениях имеют эпигенетическое происхождение, обусловленное тектоногидротермальными процессами. Исходя из этой парадигмы на основе комплексирования данных сейсморазведки и результатов тектонофизического моделирования осуществляется локальный прогноз перспектив нефтегазоносности верхнеюрских отложений и намечаются места расположения проектных скважин [8–13]. Степень успешности выполненных прогнозов нефтеносности верхнеюрских отложений в пределах 10 площадей и месторождений, на которых осуществлялось моделирование, изменяется от 63 (Камыньское месторождение) до 100 % (Ем-Еговская площадь). Это зависит главным образом от качества исходных сейсмических и геофизических данных. Интересно, что в пределах последней площади ось высокоперспективной зоны совпала с руслом р. Ем-Еган, которое является ничем иным, как вышедшей на поверхность зоной разуплотнения, сформировавшейся над поднятием фундамента.

А что является движущей силой, вызывающей рост антиклинальных поднятий, сопровождающийся дроблением пород фундамента и осадочного чехла, и откуда берутся гидротермальные флюиды, активно участвующие как в формировании эпигенетических коллекторов, так и в нефтегенерационных процессах?

Автором выяснено следующее. Антиклинальные поднятия, отмечающиеся на сейсмодновременных разрезах и нередко прослеживающиеся в самых верхних отражающих горизонтах (это свидетельствует об их сравнительно молодом по геологическим меркам возрасте), возникли в результате воздымания мантийного вещества [10, 13]. Под напором поднимающихся мантийных масс происходило дробление пород фундамента, их частичное плавление; вместе с мантийным веществом, которое теперь уже представляло собой магму, осуществлялось их проникновение по формирующимся трещинам в верхние части фундамента. Результатом описываемых процессов являлся рост антиклинальных поднятий в пределах этих участков. В ряде случаев подъем магмы происходил, вероятно, вплоть до основания осадочного чехла, что проявлялось в интенсивном осветлении окружающих и перекрывающих магматические тела осадочных пород.

Вследствие снижения давления от магматической массы отделялись перегретые высокоэнтропийные флюиды, которые по возникшим трещинам устремлялись вверх, интенсивно прогревая окружающие породы фундамента и осадочного чехла. В результате происходила мобилизация различных типов вод, присутствующих в породах фундамента и осадочном чехле, и формировались гидротермальные флюиды.

Проникая по зонам дробления до верхнеюрских отложений, они вызывали ускоренную интен-

сивную генерацию УВ в результате термокрекинга ОВ, входящего в состав баженновской свиты. Поэтому и формирование коллекторов в рассматриваемых отложениях за счет дробления (преимущественно кремнистых ППП) и частичного выщелачивания (в основном карбонатных ППП) и заполнение их УВ происходило практически одновременно. Участки с наиболее высокими значениями современных пластовых температур по кровле верхнеюрских отложений – это территории, в пределах которых описываемые процессы происходили совсем недавно и/или магматические тела максимально близко приблизились к осадочному чехлу. Действительно, на высокотемпературных участках, например в пределах Салымского месторождения, отмечаются температурные инверсии. Иными словами, по мере погружения отложений баженновской свиты от вершины Лемпинского поднятия вдоль его крыльев, с увеличением глубины залегания свиты наблюдается не возрастание, а, наоборот, уменьшение $T_{пл}$ от 120–128 до 90–95 °С [7]. Такой феномен можно объяснить, лишь допустив участие конвективного механизма теплопередачи описанным способом.

Исходя из сказанного ясно, что вторичные коллекторы, образующиеся в ППП как баженновской, так и абалакской свит имеют единый (тектоногидротермальный) механизм и образуются одновременно. Поэтому породы обеих свит логично объединить в единый продуктивный объект – бажено-абалакский (верхнеюрский) комплекс, который следует разрабатывать совместно [13].

Локальный прогноз продуктивных (трещиноватых) зон в рассматриваемом верхнеюрском комплексе дает возможность размещать эксплуатационные скважины в пределах прогнозных зон оптимальным способом, позволяющим разрабатывать прогнозируемые залежи единичными скважинами (при обязательном условии предварительной оценки их рентабельности).

Кроме того, результаты, полученные на основе осуществленного тектонофизического моделирования, позволяют прогнозировать направление образующихся в ППП трещин, что чрезвычайно важно при бурении наклонных и особенно горизонтальных скважин, а также при планировании гидроразрыва пласта, который широко используется при разработке этих отложений, например специалистами ОАО «Сургутнефтегаз». В самом деле, трещины, образующиеся в результате применения этого метода, будут совпадать по направлению и являться продолжением трещин, которые заложены самой природой под действием тектонических напряжений, возникших вследствие роста антиклинальных поднятий.

В заключение необходимо обратить внимание на то, что описываемые (тектоногидротермальные) процессы формирования вторичных коллекторов протекают и в обычных терригенных (гранулярных) коллекторах осадочного чехла Западно-Сибирского



бассейна. Просто они не так заметны, как в бажено-абалакском комплексе, в котором без их участия коллекторы не образуются в принципе. Обычные терригенные коллекторы имеют сохранившуюся в той или иной степени первичную межгранулярную емкость, маскирующую участие тектоногидротермальных процессов в образовании дополнительной пустотности. Тем не менее наложенные на них тектоногидротермальные процессы формируют высокопродуктивные зоны, в которых отмечаются интенсивные преобразования обломочных зерен, выражающиеся в растворении и перекристаллизации (регенерации) обломочных зерен кварца, выщелачивании или полном растворении плагиоклазовых зерен с последующим образованием хорошо ограниченных кристаллов эпигенетического альбита. Из глинистых минералов в таких участках образуются многочисленные «буклетовидные» агрегаты каолинита (диккита), а также редкие карбонатные минералы (баритокальцит, паризит, бастнезит), сульфиды (сфалерит, халькопирит, галенит), сфен, торит-коффинит и другие минералы явно гидротермального происхождения. Однако это тема уже для другой публикации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Генерация** битумоидов и формирование емкостного пространства в отложениях баженовской свиты / М. Ю. Зубков, В. А. Ершов, И. А. Прямоусова, А. Х. Шакирова // Научно-технический прогресс при поисках и освоении нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Вып. 63. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1984 – С. 16–21.
2. **Гурари Ф. Г., Гурари И. Ф.** Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1974. – № 5. – С. 36–40.
3. **Добрынин В. М., Мартынов В. Г.** Коллектор нефти в нефтематеринских глинистых толщах // Геология нефти и газа. – 1979. – № 7. – С. 36–43.
4. **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.
5. **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.
6. **Зубков М. Ю.** Коллекторы в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза // Геология нефти и газа. – 2014. – № 5. – С. 58–72.
7. **Зубков М. Ю.** Литолого-петрофизическая характеристика отложений баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40, № 12. – С. 1821–1836.
8. **Зубков М. Ю., Зубарева Н. М., Сайфуллина А. Х.** Органическое вещество баженовской свиты // Геология нефти и газа. – 1988. – № 5. – С. 19–25.
9. **Зубков М. Ю., Пормейстер Я. А., Николук В. И.** Прогноз углеводородных залежей на основе тектонофизического моделирования на примере Славинского месторождения // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. – Ханты-Мансийск, 2004. – С. 114–131.
10. **Коллекторы** нефти баженовской свиты Западной Сибири / под ред. Т. В. Дорофеевой. – Л.: Недра, 1983. – 132 с.
11. **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.
12. **Методика** оценки перспектив нефтегазонасности баженовских отложений Западной Сибири / Е. П. Ефремов, М. Ю. Зубков, Ф. Я. Боркун и др. // Энергия и механизм первичной миграции углеводородов. – М.: Наука, 1988. – С. 152–161.
13. **Методы** оценки перспектив нефтегазонасности баженовской и абалакской свит Западной Сибири / М. Ю. Зубков, С. А. Скрылев, П. М. Бондаренко и др. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск, 1999. – С. 206–222.
14. **Микуленко К. И.** Перспективы нефтегазонасности отложений баженовской свиты центральных и южных районов Западно-Сибирской плиты // Науч. тр. СНИИГГИМС. – 1974. – Вып. 194. – С. 37–41.
15. **Нестеров И. И.** Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1979. – № 10. – С. 26–29.
16. **Прогноз** продуктивных зон в отложениях баженовской и абалакской свит Среднеазиатского лицензионного участка / М. Ю. Зубков, М. В. Каган, Р. Д. Вокин и др. // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Т. 2. – Ханты-Мансийск, 2008. – С. 64–81.
17. **Прогноз** углеводородных залежей в трещинных коллекторах баженовской и абалакской свит Восточно-Пальяновской площади на основе результатов сейсморазведки и тектонофизического моделирования / М. Ю. Зубков, П. М. Бондаренко, Я. А. Трухан и др. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск, 2000. – С. 174–187.
18. **Скоробогатов В. А., Краснов С. Г.** Некоторые критерии перспектив нефтегазонасности баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1984. – № 3. – С. 15–19.
19. **Условия** формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты / сост.: Ф. Г. Гурари, Э. Я. Вайц, В. Н. Меленевский и др. – М.: Недра, 1988. – 200 с.
20. **Халимов Э. М., Мелик-Пашаев В. С.** О поисках промышленных скоплений нефти в баженов-



ской свите // Геология нефти и газа. – 1980. – № 6. – С. 1–10.

REFERENCES

1. Zubkov M.Yu., Ershov V.A., Pryamonosova I.A., Shakirova A.Kh. [Generation of bitumoids and formation of storage volume of the Bazhenov Formation]. *Nauchno-tehnicheskiy progress pri poiskakh i osvoenii neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri* [Scientific and technical progress in search for and development of oil and gas fields in West Siberia. Collected Papers]. Issue 63. Tyumen, ZapSibNIGNI Publ., 1984, pp. 16–21. (In Russ.).
2. Gurari F.G., Gurari I.F. [Formation of petroleum pools in the Bazhenov Formation mudstones in West Siberia]. *Geologiya nefiti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1974, no. 5, pp. 36–40. (In Russ.).
3. Dobrynin V.M., Martynov V.G. [Petroleum reservoir in argillaceous source rocks]. *Geologiya nefiti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1979, no. 7, pp. 36–43. (In Russ.).
4. Dorofeeva T.V., Lebedev B.A., Petrova T.V. [Characteristic features of formation of reservoir properties of the Bazhenov Formation in the Salymskoye field]. *Geologiya nefiti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1979, no. 9, pp. 20–23. (In Russ.).
5. Zaripov O.G., Sonich V.P., Zubkov M.Yu. [Regional potential of the Bazhenov Formation in West Siberia]. *Issledovaniya v oblasti geologii i razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri* [Research in geology and development of petroleum fields in West Siberia]. Proc. of SibNIINP. Tyumen, 1982, pp. 132–144. (In Russ.).
6. Zubkov M.Yu. [Reservoirs in the Bazhenov and Abalak complex of West Siberia and the methods of their prediction]. *Geologiya nefiti i gaza – Oil and Gas Geology*, 2014, no. 5, pp. 58–72. (In Russ.).
7. Zubkov M.Yu. [Lithological and petrophysical description of the Bazhenov and Abalak formations in the central Krasnoleninsky dome]. *Geologiya i geofizika – Geology and Geophysics*, 1999, vol. 40, no. 12, pp. 1821–1836. (In Russ.).
8. Zubkov M.Yu., Zubareva N.M., Sayfullina A.Kh. [Organic matter of the Bazhenov Formation]. *Geologiya nefiti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1988, no. 5, pp. 19–25. (In Russ.).
9. Zubkov M.Yu., Pormeyster Ya.A., Nikolyyuk V.I. [Prediction of hydrocarbon pools based on tectonic modelling. A case study from the Slavinskoye field]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO* [Concepts to unlock the petroleum and ore potential of the Khanty-Mansi Autonomous Region]. Vol. 1. Khanty-Mansiysk, 2004, pp. 114–131. (In Russ.).
10. *Kollektory nefiti bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri* [Petroleum reservoirs of the Bazhenov Formation in West Siberia]. Dorofeeva T.V. ed. Leningrad, Nedra Publ., 1983, 132 p. (In Russ.).
11. Melik-Pashaev V.S., Stepanov A.I., Tereshchenko Yu.A. [Nature of abnormally high formation pressure in the Jurassic deposits of the Salymskoye field]. *Geologiya nefiti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1979, no. 7, pp. 25–28. (In Russ.).
12. Efremov E.P., Zubkov M.Yu., Borkun F.Ya., et al. [Methods to appraise petroleum prospects of the Bazhenov Formation in West Siberia] *Energija i mehanizm pervichnoj migracii uglevodorodov* [Energy and mechanism of primary migration of hydrocarbons]. Moscow, Nauka Publ., 1988, pp. 152–161. (In Russ.).
13. Zubkov M.Yu., Skrylev S.A., Bondarenko P.M., Bachin S.I., et al. [Methods to appraise petroleum potential of the Bazhenov and Abalak formations in West Siberia]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO* [Concepts to unlock the petroleum and ore potential of the Khanty-Mansi Autonomous Region]. Khanty-Mansiysk, 1999, pp. 206–222. (In Russ.).
14. Mikulenko K.I. [Petroleum potential of the Bazhenov Formation in central and southern West-Siberian plate]. *Trudy SNIIGGiMS – SNIIGGiMS Proc.* Novosibirsk, 1974, issue 194, pp. 37–41. (In Russ.).
15. Nesterov I.I. *Novyy tip kollektora nefiti i gaza* [A new type of oil and gas reservoirs]. *Geologiya nefiti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1979, no. 10, pp. 26–29. (In Russ.).
16. Zubkov M.Yu., Kagan M.V., Vokin R.D., et al. [Prediction of pay zones in the Bazhenov and Abalak formations in the Srednenazymsky licensed block]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO* [Concepts to unlock the petroleum and ore potential of the Khanty-Mansi Autonomous Region]. Vol. 2. Khanty-Mansiysk, 2008, pp. 64–81. (In Russ.).
17. Zubkov M.Yu., Bondarenko P.M., Trukhan Ya.A., et al. [Prediction of hydrocarbon pools in the fractured reservoirs of the Bazhenov and Abalak formations in the Vostochno-Palyanovskaya area based on results of seismic survey and tectonophysical modelling]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO* [Concepts to unlock the petroleum and ore potential of the Khanty-Mansi Autonomous Region]. Khanty-Mansiysk, 2000, pp. 174–187. (In Russ.).
18. Skorobogatov V.A., Krasnov S.G. [Some criteria of petroleum potential of the Bazhenov Formation in West Siberia]. *Geologiya nefiti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1984, no. 3, pp. 15–19. (In Russ.).
19. *Usloviya formirovaniya i metodika poiskov zalezhey nefiti v argillitakh bazhenovskoy svity* [Formation conditions and methods to search for oil pools in the Bazhenov Formation mudstones]. Compiled by Gurari F.G., Vayts E.Ya., Melenevskiy V.N., et al. Moscow, Nedra Publ., 1988. 200 p. (In Russ.).
20. Khalimov E.M., Melik-Pashaev V.S. [Searching for commercial oil accumulations in the Bazhenov Formation]. *Geologiya nefiti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1980, no. 6, pp. 1–10. (In Russ.).

© М. Ю. Зубков, 2016