

1 (116) январь 2014

ГОРНЫЕ ВЕДОМОСТИ

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

**УРОКИ ОТКРЫТИЯ КРУПНЕЙШЕЙ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ
ПРОВИНЦИИ**

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СЛАБОПРОЯВЛЕННОГО
И СЛЕПОГО ОРУДЕНЕНИЯ ЗОЛОТО-СУЛЬФИДНО-
КВАРЦЕВОЙ РУДНОЙ ФОРМАЦИИ НА ЗАПАДНОМ
СКЛОНЕ ПОЛЯРНОГО УРАЛА**

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПАМЯТНИКИ
ПОЛЯРНОГО УРАЛА**

*«Богатство неизр
есть залог величия державы»*
M.B. Ломоносов

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ТЕКТОНОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В БАЖЕНО-АБАЛАКСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

М. Ю. Зубков

ООО «ЗапСибГЦ», г. Тюмень, ZubkovMYu@mail.ru

АННОТАЦИЯ

Приведены доказательства формирования вторичных коллекторов в отложениях баженовской и абалакской свит в двух основных типах пород, имеющих преимущественно кремнистый и карбонатный составы. Показано, что эти коллекторы формируются вследствие тектонического дробления пород и последующей гидротермальной проработки и относятся к двум типам: трещинным и трещинно-кавернозным. Поиски этих вторичных коллекторов предполагается осуществлять путем комплексирования данных сейсморазведки и результатов тектонофизического моделирования.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Баженовская и абалакская свиты, формирование коллекторов, потенциально продуктивные породы, сейсморазведка, тектонофизика, прогноз продуктивных зон.

INTEGRATION OF GEOLOGIC, GEOPHYSICAL, TECTONIC AND PHYSICAL DATA FOR THE PURPOSE OF FORECASTING OF HYDROCARBON DEPOSITS IN BAZHENOV AND ABALAK FORMATIONS (WESTERN SIBERIA)

M. Yu. Zubkov

ZapSibGC, LLC, Tyumen, ZubkovMYu@mail.ru

ABSTRACT

Article represents confirmations of secondary reservoirs generation in two main types of depositions of Bazhenov and Abalak formations, having predominantly siliceous and carbonaceous character. It demonstrates that these reservoirs were formed during rock tectonic split and subsequent hydrothermal action and could be classified as fractured and fractured-cavernous. Author proposes to perform exploration of such secondary reservoirs using integration of seismic data with tectonic and physical modeling.

KEY WORDS

Bazhenov and Abalak formations, reservoir generation, potentially productive rocks, seismic exploration, tectonic physics, productive area forecast.

До открытия углеводородных (УВ) залежей в битуминозных отложениях баженовской свиты в пределах Салымского месторождения в конце 1960-х гг. эти отложения считались исключительно нефтегенеринскими, а также надежным мощным флюидоупором для юрских нефтяных и газовых залежей. Причем большинством геологов и нефтяников отложения баженовской свиты относились к главной нефтегенерирующей толще Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [2, 3, 5–9, 13, 14, 50, 52, 54, 56].

Открытие УВ залежей в верхнеюрских отложениях изменило отношение ученых к этим отложениям, как и к нефтегенерирующей и изолирующей толще. Однако долгое время после получения промышленных притоков из битуминозных отложений было неясно, что является коллектором в этих отложениях, так как подавляющее большинство образцов, поднятых из интервала толщи залегания, представлены неколлекторами, имеющими крайне низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). По результатам петрофизических исследований их пористость редко превышает 10–12 %, проницаемость обычно ниже 0,001–0,01 мД и лишь в образцах, содержащих микротрешины. Проницаемость таких образцов может достигать первых мД и даже более [17, 23, 26, 29, 30, 33]. Остаточная водонасыщенность обычно составляет более 90 %, что свидетельствует о наличии в верхнеюрских отложениях очень мелких пор, практически полностью занятых связанной водой.

Исследователями предложено большое количество моделей механизма формирования коллекторов и залежей в отложениях баженовской свиты [2–4, 10–13, 15–28, 30, 31, 33, 34, 37–45, 47–49, 51–53, 57–65], среди которых можно выделить две основные.

Первая модель формирования коллектора связывает его образование с процессами нефтегенерации в битуминозных отложениях. По мнению исследователей, придерживающихся этой модели, в процессе нефтегенерации происходят многочисленные флюидоразрывы в битуминозной толще из-за увеличения объема образующихся из керогена жидких и газообразных нафтенов и неуглеводородных летучих. Вследствие протекания этого процесса образуется так называемый листоватый коллектор [10–21, 33, 38, 48, 49, 51].

Вторая модель формирования коллектора связывает его образование с тектоническими процессами, а именно тектонической трещиноватостью, поэтому, по мнению исследователей, предложивших эту модель, возникающие в этом случае коллекторы относятся к трещинному типу [4, 44, 45, 62, 65].

Позднее было установлено, что, кроме отложений баженовской свиты, продуктивной является и подстилающая ее абалакская свита, которая, в отличие от первой, не является битуминозной из-за невысокой концентрации в ней керогена, а потому первая модель образования коллекторов в ней явно неправомерна. Здесь следует заметить, что геологи-нефтяники, осуществляющие разработку верхнеюрских отложений в пределах Красноленинского свода, вообще считают продуктивной только абалакскую свиту, а баженовскую относят на второй план.

Действительно, прямые признаки нефтеносности в рассматриваемых отложениях обнаружены лишь в нескольких литологических типах пород [4, 22–27, 30, 31], главными из которых являются следующие:

- кремнистые, представленные радиоляритами и силицитами (рис. 1а, 1б);
- карбонатные, представленные известняками, доломитами, карбонатными радиоляритами, реже сидеритолитами (рис. 1в, 1г);
- фосфоритами, в частности копролитовыми фосфоритами (рис. 1д, 1е).

Наиболее эффектно выглядят карбонатные коллекторы трещинно-кавернозного типа, особенно снятые в ультрафиолетовом свете из-за люминесценции микрокапельной нефти, захваченной в процессе роста эпигенетическими кристаллами карбонатов и кварца (рис. 2).

Кроме того, прямые признаки УВ встречены в переходных между перечисленными выше литологических разновидностях, чаще всего имеющих кремнисто-карбонатный, реже фосфатно-карбонатный или совсем сложный — карбонатно-кремнисто-пиритовый составы [26, 27, 30, 31].

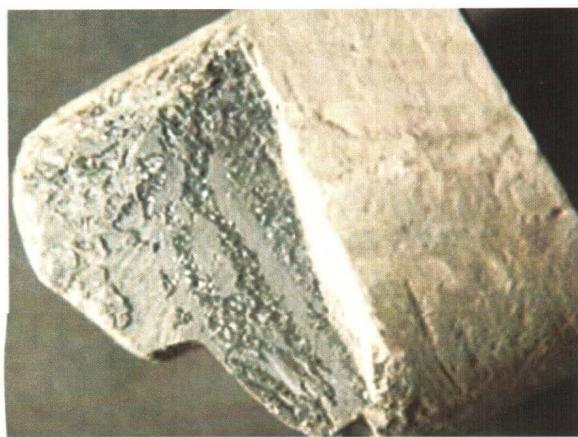
Таким образом, накопленные к настоящему времени данные о продуктивности верхнеюрских отложений свидетельствуют о том, что наиболее вероятной является вторая модель формирования коллекторов, а именно в результате тектонического дробления пород и образования трещинного и/или трещинно-кавернозного типов [24–27, 30, 31, 60, 61].

Копролитовые фосфориты можно отнести к классу псевдогранулярных коллекторов, так как нефтенасыщенной емкостью в них являются поры, расположенные между соседними копролитовыми зернами, размеры которых обычно соответствуют гранулометрической фракции песчаной размерности. Однако и в них отмечаются трещины и микроказерны, имеющие вторичное (тектоногенное) происхождение.

Таким образом, рассматриваемые коллекторы, как и обычные терригенные и карбонатные, также представлены достаточно прочными (вовсе



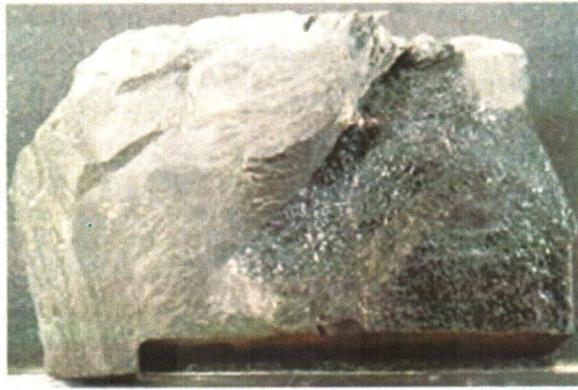
а



б



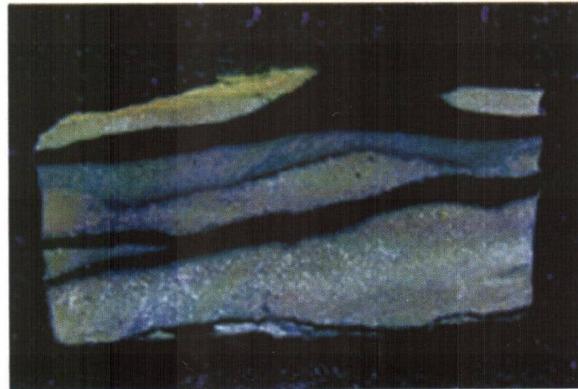
в



г



д



е

Рис. 1. Фотографии образцов, отобранных из отложений баженовской и абалакской свит, с прямыми признаками нафтидоб: а, б — поверхности трещин в силикатах (радиоларитах), покрытые пленками метаморфизированных битумов и мелкими кристаллами эпигенетических минералов (Маслиховское месторождение); в, г — трещины в известняках, поверхности которых покрыты метаморфизованными битумами и кристаллами вторичных минералов (Пальяновская площадь); д, е — копролитовые фосфориты с псевдогрануллярной емкостью, заполненной легкими нефтеподобными битумами (Пальяновская площадь), последний снимок (е) получен в ультрафиолетовом свете

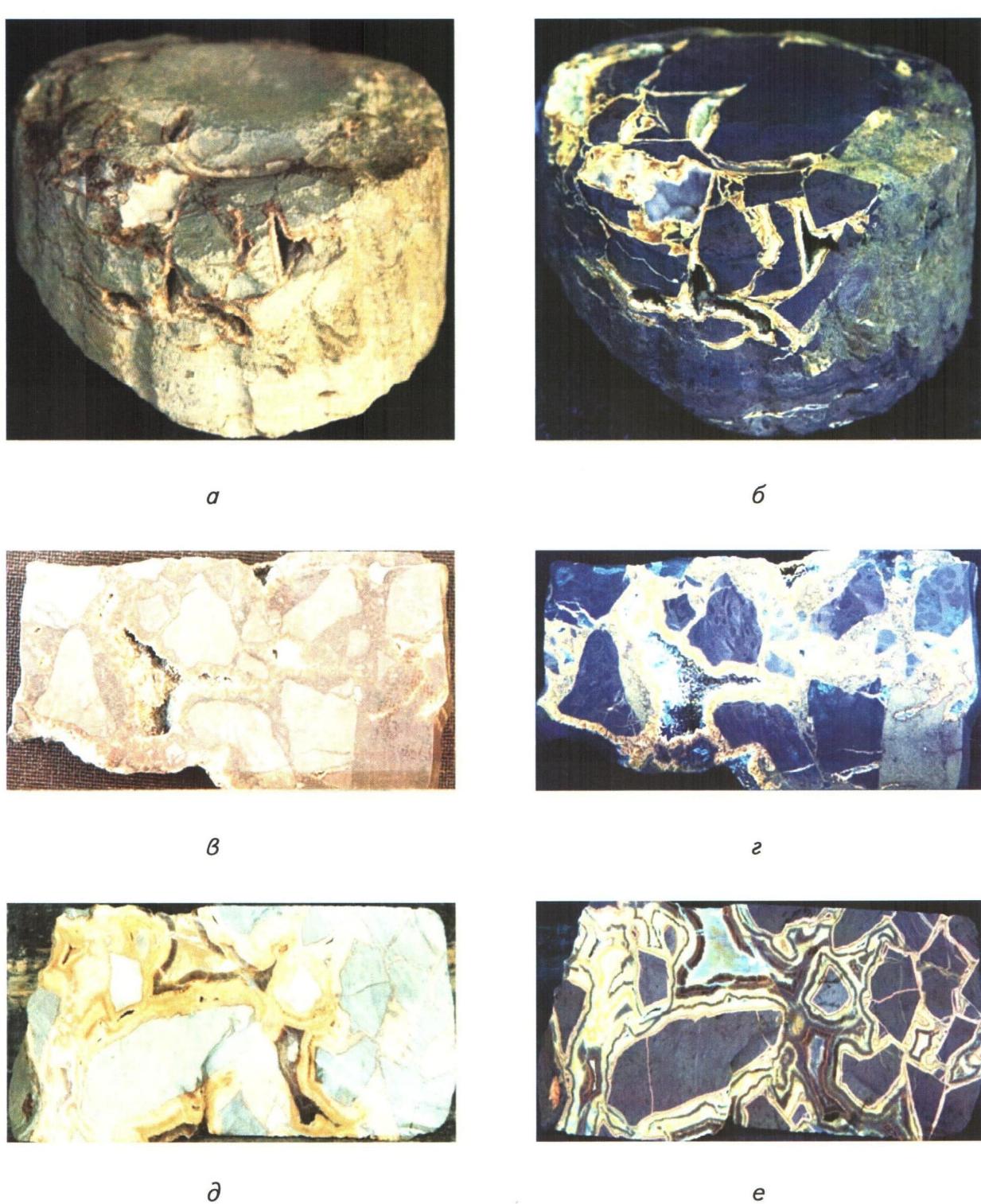


Рис. 2. Фотографии образцов трещинно-кавернозных известняков с захваченной в процессе роста эпигенетического (пленочного) кальцита микрокапельной нефтью, отобранных из отложений абалакской свиты и ее литостратиграфических аналогов, снятых в белом (а, в, д) и ультрафиолетовом (б, г, е) свете: а, б — Усть-Балыкское, б, г — Салымское, д, е — Сыморьяхское месторождения

не глинистыми и не глинисто-битуминозными) породами, имеющими кремнистый, карбонатный, фосфатный или комбинированный на основе тех же компонентов состав [22, 23–27, 30, 31].

Тектоническое дробление верхнеюрских отложений сопровождается гидротермальной проработкой. Это, в свою очередь, стимулирует процессы нефтегенерации в них, а также вызывает выщелачивание неустойчивых минералов (в первую очередь карбонатов, а также фосфатов) с формированием в дополнение к трещинной емкости еще и кавернозной, кроме того, происходит отложение новых эпигенетических минералов и их ассоциаций [25–32, 35, 36, 46, 66, 67].

Рассмотрим доказательства активного участия гидротермальных флюидов в формировании вторичных коллекторов и УВ залежей более подробно.

На поверхности образовавшихся вследствие тектонического дробления трещин и каверн часто наряду с мелкими единичными кристаллами кварца и карбонатных минералов отмечаются пленки сильно метаморфизованного битума черного цвета, хрупкого, микротрециноватого (рис. 3а, 3б). Отмечаются микродрузы прозрачного кварца (рис. 3в) и агрегаты желтого (из-за нефтенасыщения) каолинита и/или диккита (рис. 3г).

Кроме мелкокристаллических «щеток» на поверхности трещин и каверн присутствуют довольно крупные кристаллы кварца, размеры которых по длинной оси достигают 10 мм (рис. 3д). Вторичные кристаллы кварца и кальцита, образовавшиеся во вторичных пустотах, имеют правильную кристаллографическую огранку (рис. 3е).

Наряду с прекрасно ограненными кристаллами кварца, кальцита и доломита в трещинах и кавернах отмечается присутствие агрегатов гидротермального барита (рис. 4а, 4б). Из сульфатов в рассматриваемых вторичных коллекторах следует также отметить присутствие многочисленных мелкокристаллических агрегатов ангидрита (рис. 4в, 4г).

Гидротермы, проникавшие в верхнеюрские отложения, обладали не только высокой температурой, но и характеризовались кислым составом и низким окислительно-восстановительным потенциалом [1, 26, 27, 30, 32, 35, 46, 55, 66, 67]. Действительно, образцы в прилегающей к трещине части имеют не обычный темно-серый, а светло-коричневый цвет (рис. 4д), что объясняется интенсивным окислением рассеянного в рассматриваемых отложениях органического вещества (керогена и битумов). Кроме того, на поверхности таких трещин отмечается присутствие многочисленных мелких кристаллов барита (рис. 4д, 4е).

На участке, прилегающем к трещине, в образце наблюдается интенсивное окремнение, что подтверждается результатами микрозондового элементного анализа и данными рентгено-структурного анализа (см. рис. 4е).

Изредка на поверхности вторичных (тектоно-генных) трещин на тонкой «корочке» эпигенетического мелкокристаллического доломита отмечаются великолепно ограненные псевдогексагональные кристаллы апатита (рис. 5а). В пустотном пространстве копролитовых фосфоритов встречаются многочисленные агрегаты насыщенного нефтью каолинита (диккита) и мелкие кристаллы доломита, имеющие гидротермальное происхождение (рис. 5б). Кроме того, в них часто встречаются отдельные кристаллы кварца и кристаллические агрегаты барита (рис. 5в).

Характерным является присутствие бария не только в составе барита, но и в других новообразованных (гидротермальных) минералах. Так, на поверхности трещин и каверн отмечаются отдельные кристаллы и агрегаты барито-кальцита (рис. 5г) и даже бариевого полевого шпата или цельзиана (рис. 5д). На заключительном этапе гидротермальной деятельности из оставающих гидротермальных растворов выделяются сульфиды, например сульфид никеля (рис. 5е).

Таким образом, как в отложениях баженовской, так и абалакской свит коллекторы имеют единое вторичное (тектоно-гидротермальное) происхождение, поэтому их можно объединить в один верхнеюрский продуктивный объект — бажено-абалакский комплекс. Поскольку все рассмотренные выше типы пород-коллекторов характеризуются одним общим свойством, а именно повышенной плотностью по сравнению с вмещающими их глинистыми и глинисто-керогеновыми литологическими типами пород, то их выделение в разрезах пробуренных скважин на качественном уровне не составляет большого труда. Обычно для этого можно использовать комплекс плотностных методов, включающих ГГК и/или НКТ (рис. 6). В качестве дополнительных можно также использовать акустические и электрические методы. Выделенные плотные породы или пластины предлагается называть потенциально продуктивными (ППП) [24–27, 30, 31].

Используя данные ГИС, можно выделить ППП в составе верхнеюрских отложений, определить их суммарную мощность, протяженность и построить карту суммарных толщин ППП в пределах той или иной площади или месторождения [24–27, 30, 31].

Однако полученная карта суммарных толщин ППП лишь свидетельствует о наличии потенциально возможных коллекторов, но не позволяет

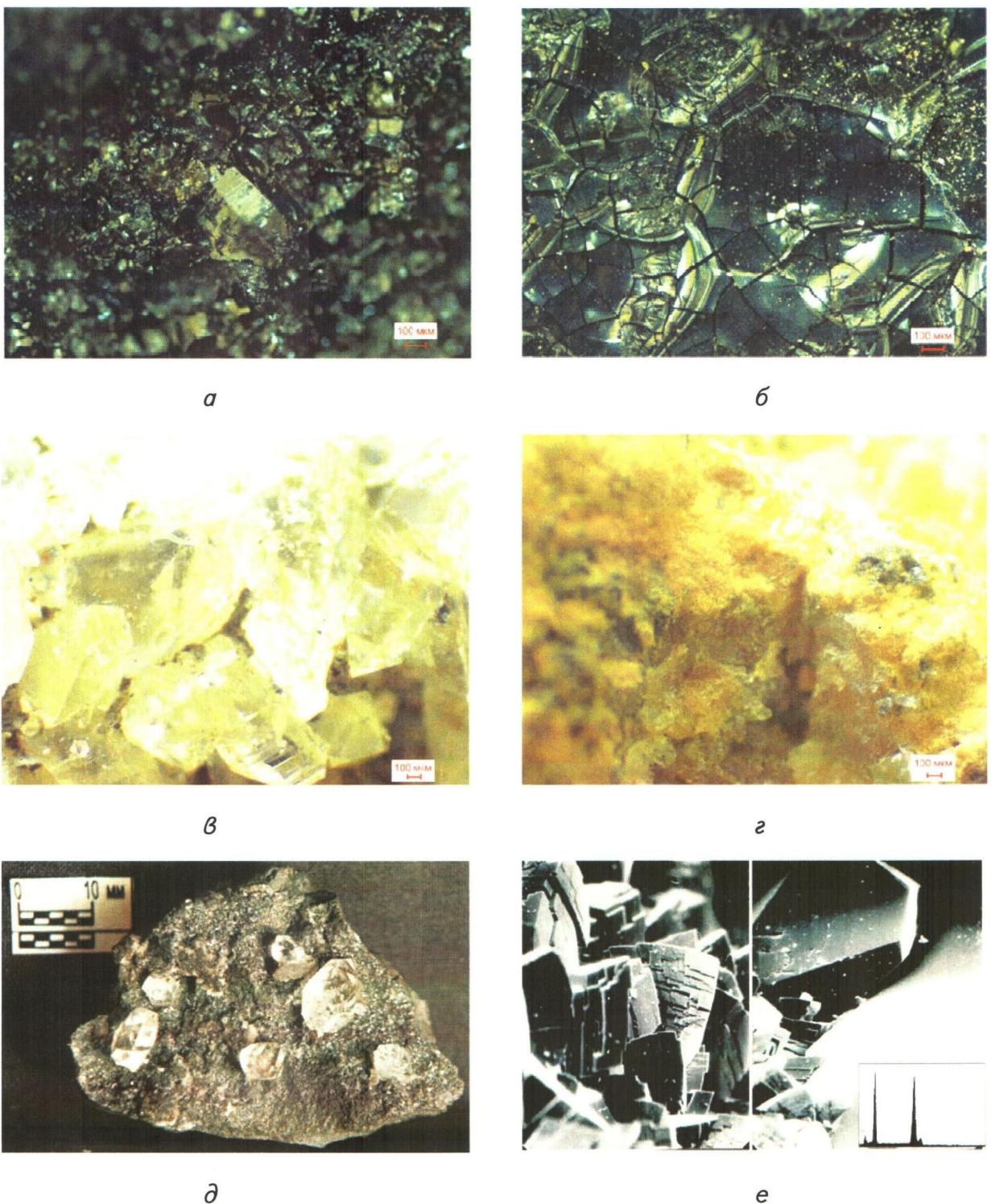


Рис. 3. Фотографии поверхностей трещин и каверн в известняках из баженовской и абалакской свит, на которых образовались эпигенетические минералы гидротермального происхождения и отложился метаморфизованный гидротермами битум: а, б — метаморфизованный битум и кристаллы кварца; в — микродрузы кристаллов кварца; г — нефтенасыщенный каолинит (диккит); д — «корочки» мелкокристаллического и крупные кристаллы новообразованного кварца; е — микрокристаллы магнезиального кальцита (вверху слева) и кварца (справа внизу), приведен элементный спектр, полученный с площади образца (РЭМ); а—г — Пальяновская, д — Ем-Еговская площади; е — Маслиховское месторождение

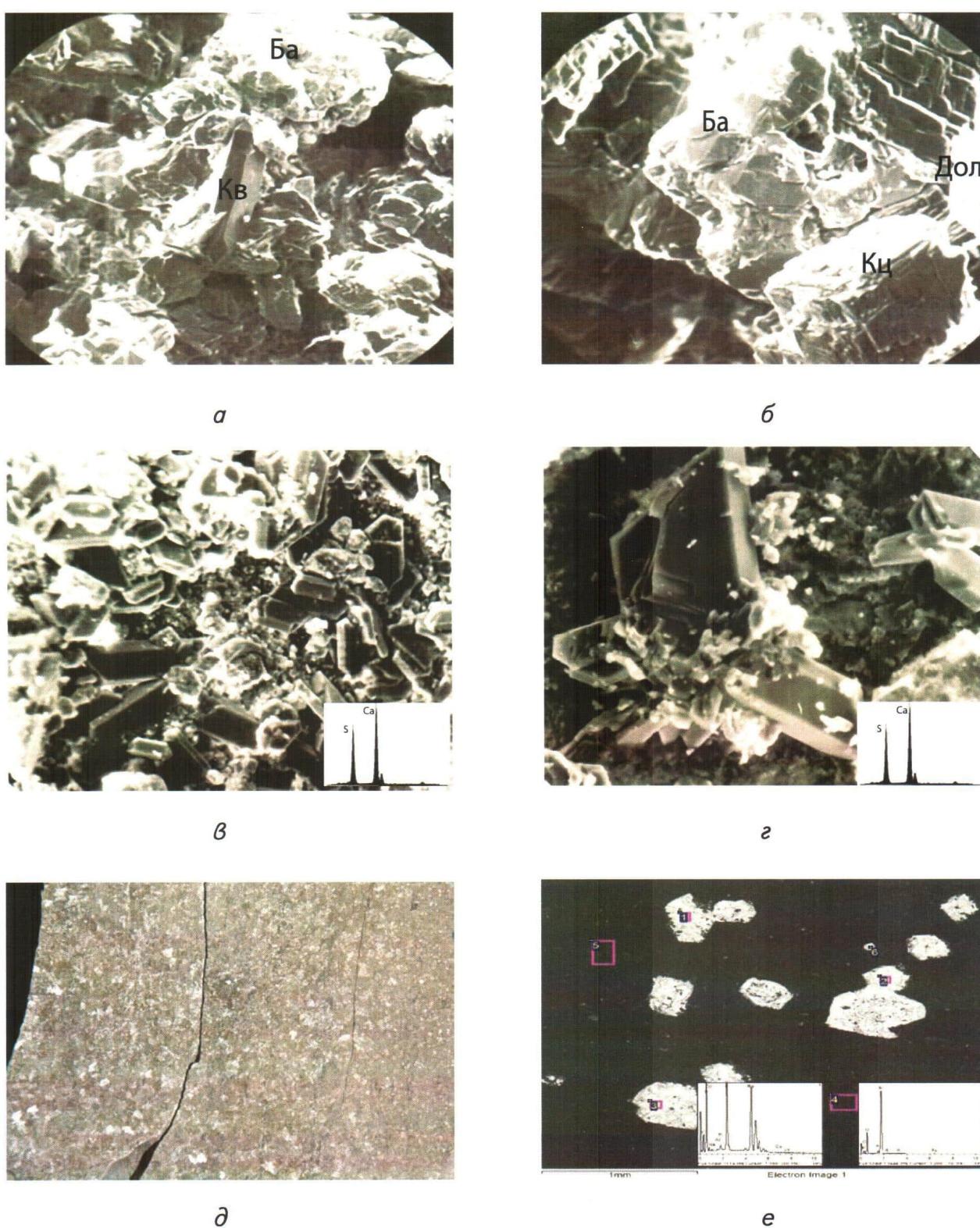


Рис. 4. Фотографии поверхностей трещин и каверн с образовавшимися на них эпигенетическими (гидротермальными) минералами РЭМ (а—г, е) и полноразмерного образца (д) в образцах, отобранных из отложений баженовской и абалакской свит, на которых: а — кристаллы кварца, барита; б — кристаллы барита, кальцита и доломита; в, г — микродрузы ангидрита; д — окварцованный участок с многочисленными кристаллами барита; е — тот же образец (режим КОМПО), на котором кристаллы светло-серого цвета — барит, а темно-серая поверхность трещины — кварц, справа приведены элементные спектры, полученные с кристаллов барита и окварцованный поверхности трещины, а—г — Ем-Еговская, д, е — Пальяновская площади

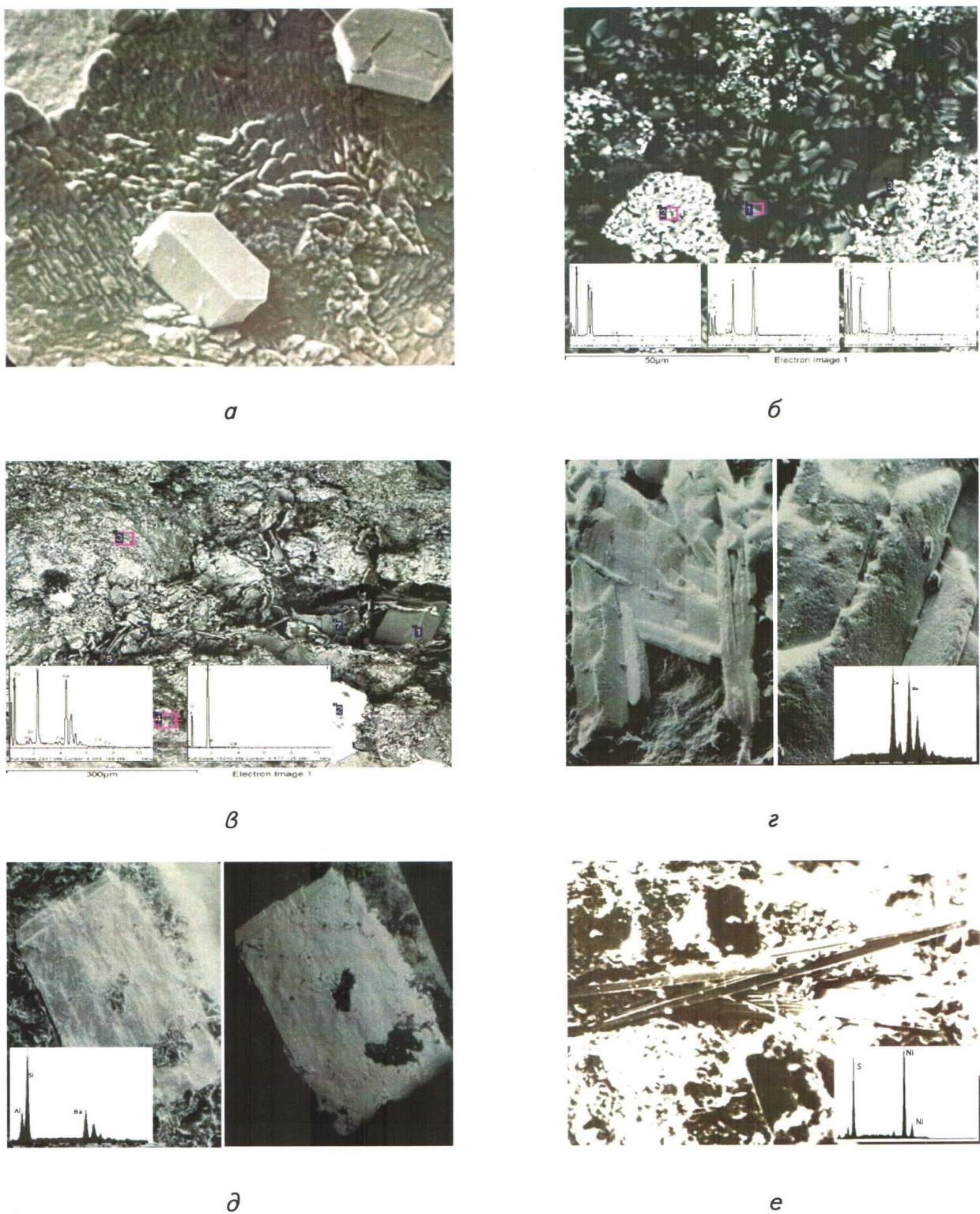


Рис. 5. Фотографии РЭМ эпигенетических минералов гидротермального происхождения, расположенных на поверхности трещин и в кавернах пород баженовской и абалакской свит: а — поверхность трещин, покрытая «корочкой» мелкокристаллического доломита с крупными кристаллами апатита; б — многочисленные буклетовидные агрегаты каолинита (диккита) и кристаллы доломита в порах копролитового фосфорита; в — кристаллы кварца (1) и барита (2) в копролитовом фосфорите; г — кристаллы барита; д — кристалл цельзiana; е — кристаллы сульфида никеля и их элементный спектр; а — Ем-Еговская, б, в — Пальяновская площади; г, д — Маслиховское месторождение

определить места, где присутствуют вторичные коллекторы, образовавшиеся в этих породах в результате тектоно-гидротермального воздействия на них.

Для решения этой задачи необходимо выделить зоны тектонического дробления, в пределах которых возможно формирование вторичных трещинных и трещинно-кавернозных вторичных коллекторов. Эту задачу можно решить на основе комплексирования данных сейсморазведки и результатов тектонофизического моделирования [24–27, 30, 31]. Для этого используются несколько опорных сейсмопрофилей для проведения двумерного моделирования и структурная карта по отражающему горизонту А (кровля фундамента) для трехмерного моделирования (рис. 7).

Тектонофизическое моделирование осуществляется двумя методами: оптико-поляризационным и тектоно-седиментационным [24, 25, 30, 31].

Оптический метод исследования напряжений основан на явлении двулучепреломления в прозрачных аморфных оптически активных материалах (например, желатине), подвергнутых деформации. При этом изменение двойного лучепреломления в таких телаах находится в прямой зависимости от величины напряжений, возникающих в деформируемом теле. К анализу проблем экспериментальной тектоники эти методы были привлечены в ряде работ российских (Гзовский, 1975; Осокина, 1963; Бондаренко, Лучицкий, 1985, Зубков, Бондаренко и др. 1992–2008) и зарубежных (Currie et al., 1962) исследователей.

Точность оптического метода исключительно высока, и поэтому он широко применяется при исследованиях сложных систем напряжений, расчеты которых оказываются затруднительными или невозможными. Особенно трудно получить полное представление о распределении полей напряжений в геологических структурах на основе умозрительных построений, чем широко пользуются геологи и нефтяники в практике своих исследований и что нередко приводит к грубым ошибкам. Расчеты же полей напряжения, даже в случае простых геологических структур, оказываются очень сложными и дают неоднозначные результаты. Кроме того, этот метод обеспечивает относительно строгое соблюдение условий подобия для упругой области деформаций и правомерность сопоставления модели с реальными объектами в тех пределах, в каких отдельные геологические структуры в различных стадиях их развития можно считать односвязанными телами. Тогда распределение напряжений в них не зависит от величины и физических свойств сравниваемых объектов, а достаточно строго определяется ана-

логией внешнего нагружения и геометрическим подобием структурных форм (Фрохт, 1948, 1950).

Для большей выразительности картин напряженного состояния моделей вертикальный масштаб моделируемых структур принимается в несколько раз (10–15 и более) больше горизонтального. Хотя в этом случае в определенной мере нарушается геометрическое подобие моделей природным объектам (в основном по углам наклона крыльев в последних, не превышающих 3–5°), тем не менее это компенсируется сокращением горизонтальных размеров прогнозируемых в модели очагов трещиноватости.

В качестве эквивалентного материала при оптическом моделировании использовались 12–20%-ные водно-глицериновые растворы желатина (упруго-хрупкие и упругие тела). Модели отливались в специальных боксах, затем помещались в нагружательную камеру и исследовались в простейших поляризационно-оптических системах с рабочим полем поляроидов от 150 до 300 мм (ПКС-250).

Построение траекторий нормальных и касательных напряжений производилось на основе съемки изохром и изоклин, возникающих в напряженной модели в результате двулучепреломления. Его величина, характеризуемая разностью хода лучей R , зависит от разности показателей преломления n и толщины модели d :

$$R = (n - n_3)d \quad (1)$$

и связывается с разностью главных нормальных напряжений s_1 и s_3 следующим уравнением:

$$R = B_6(s_1 - s_3)d, \quad (2)$$

что в итоге приводит к полному соответству разности показателей преломления разности нормальных напряжений:

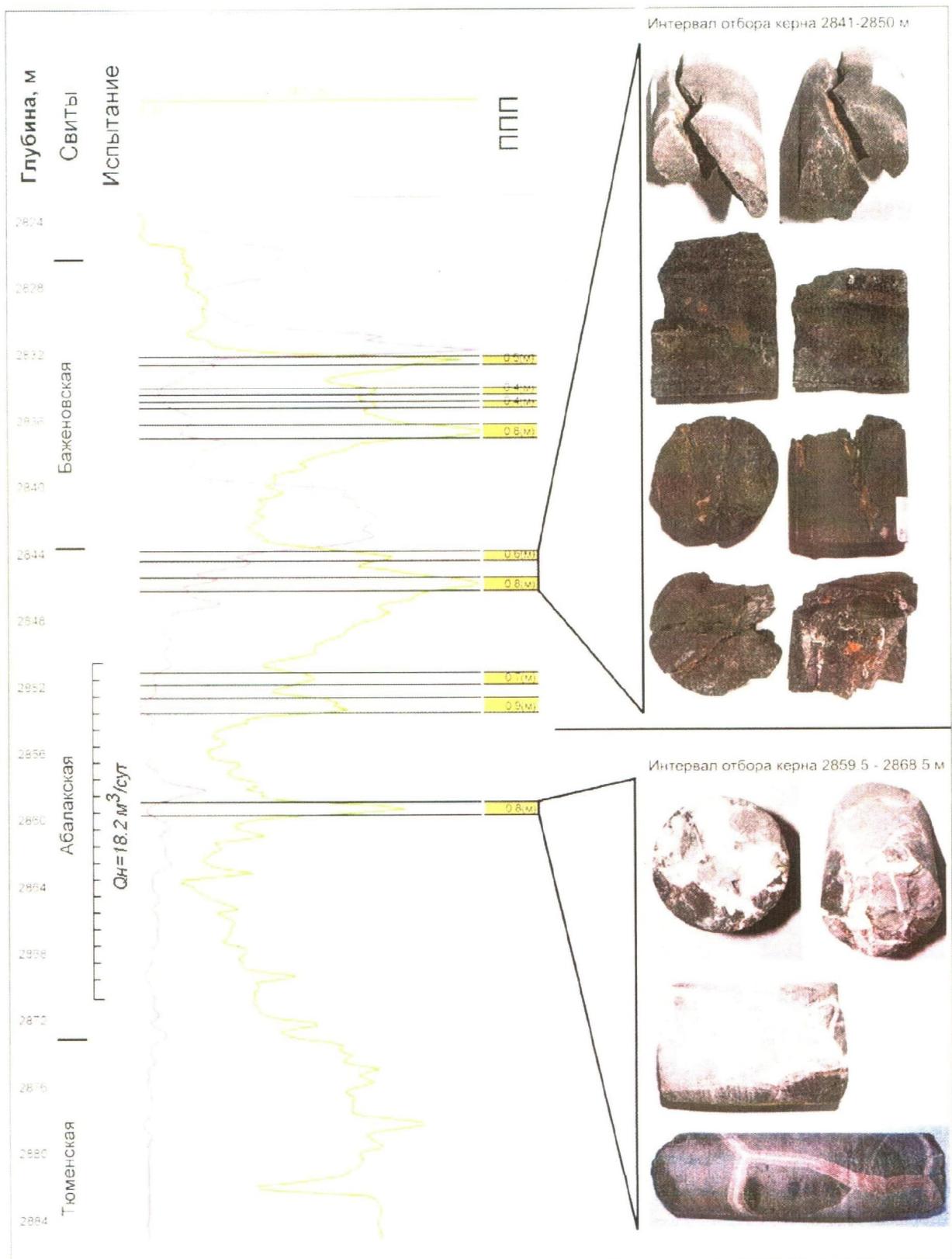
$$(n - n_3) = B_6(b_1 - b_3), \quad (3)$$

где B_6 — коэффициент оптической активности материала по напряжению.

Таким образом, изохроматические полосы отвечают равным значениям разности показателей преломления $(n - n_3)$ и соответственно равным значениям разности главных нормальных напряжений s_1 и s_3 , что составляет половину максимального касательного напряжения t_{max} .

Картинами изохром дают наглядное представление о характере распределения напряжений в модели, их относительной величине, отвечающей для касательных напряжений номеру полосы по всему полю, а также о размещении участков концентрации напряжений (по плотности полос) и положении изотропных точек и нулевых изохром, где $s_1 = s_3$, а $t_{max} = 0$, разделяющих области сжатия и растяжения.

Рис. 6. Пример выделения потенциально продуктивных пластов в отложениях базенновской и абалакской свит, Назымская площадь, скважина 3000-R по [31]



Преимущества оптического метода использовались для выявления участков повышенных значений касательных напряжений t_{max} и прогноза в их пределах разрывных дислокаций в направлении траекторий нормальных и касательных напряжений, построенных по картине изоклинов оптического поля.

Поскольку прогноз типа разрывного нарушения — отрыва или сдвига (скола) — связан с нахождением предельных значений разрушающих напряжений в моделируемых объектах, на диаграммах нами наносились оба возможных их вида. Образование видов зависит от конкретной геологической обстановки: при одностороннем сжатии прогнозируются сколы и отрывы, в зонах растяжения — отрывы, в зонах сдвига — сколы и отрывы, что подтверждается возникновением последних в моделях по прогнозируемым направлениям.

В качестве примера рассмотрим результаты оптико-поляризационного моделирования, полученные с использованием сейсмовременного разреза, приведенного на рисунке 7а.

До начала активного роста блоков в модели под ее собственным весом сформировались две довольно крупные (над третьим и четвертым блоками) и две мелкие (над первым и вторым блоками) зоны касательных напряжений (рис. 8а). Причем даже крупные зоны напряжений фактически полностью расположены в слое, моделирующем отложения тюменской свиты, и практически не проникают в перекрывающий слой, имитирующий отложения абалакской свиты (см. рис. 8а). После завершения роста всех пяти блоков в толще модели во всех слоях сформировались обширные зоны повышенных касательных напряжений, которые достигли верхней границы модели, отвечающей нижненеокомским

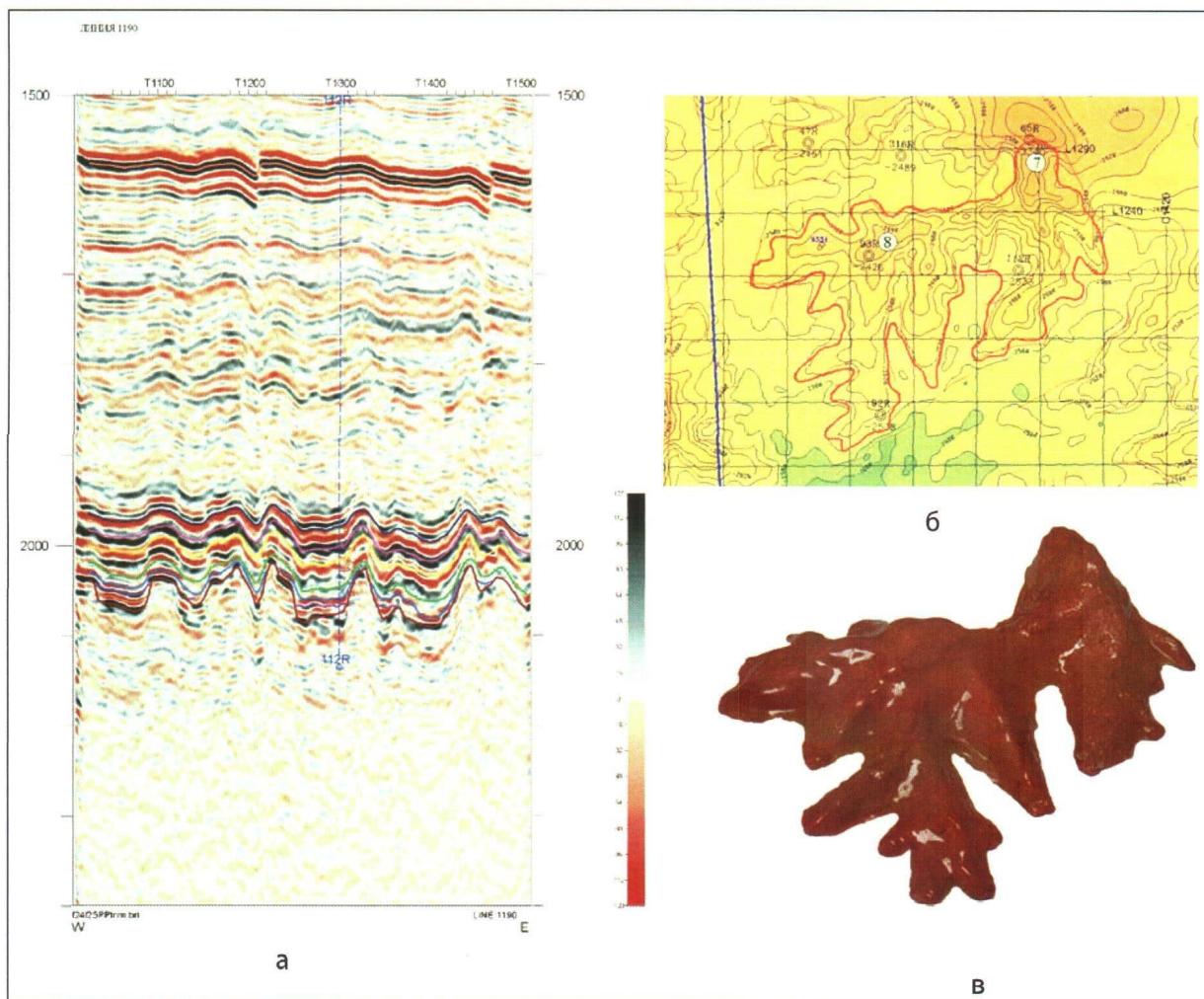


Рис. 7. Сейсмопрофиль, использованный для построения двумерных оптико-поляризационных и тектоно-седиментационных моделей (а), и фрагмент структурной карты по отражающему горизонту А (б), а также фотография модели, построенной на ее основе для трехмерного тектоно-седиментационного моделирования (в).

отложениям (см. рис. 8б). В межблочных пространствах сформировалось восемь изотропных точек, в которых касательные напряжения равны нулю, а нормальные равны во всех направлениях (см. рис. 8б). Следует обратить внимание на тот факт, что если до роста блоков в исходном состоянии модели максимальные концентрации напряжений фиксировались строго над вершинами антиклинальных блоков, то после их вздымания максимальные концентрации напряжений сместились под действием давления от соседних блоков (см. рис. 8а, 8б).

Графическая интерпретация полученной окончательной изохроматической картины после роста всех пяти блоков представлена на рисунках (9а, 9б). Анализ распределения касательных напряжений позволил выявить участки с максимальными и повышенными их значениями, которые приурочены к присводовым частям антиклинальных блоков (см. рис. 9а). Однако они не являются симметричными относительно оси поднятий, а деформированы из-за взаимодействия напряженных участков, возникших вследствие роста соседних блоков. Если взять в качестве критической величины уровень касательных напряжений четвертого порядка, то окажется, что большая часть рассматриваемой модели будет содержать тектоногенные трещины. Исключение составляет слой, моделирующий нижненеокомские отложения, в котором возможно формирование редкой сети трещин. Следует обратить особое внимание на изотропные точки, о которых говорилось выше. В самих этих точках величина касательных напряжений равна нулю, а нормальные напряжения одинаковы во всех направлениях (см. рис. 9а). Вокруг этих точек возникновение трещин в осадках невозможно. Более того, эти точки формируются на участках всестороннего сжатия, поэтому осадки на этих участках уплотняются и их ФЕС заметно ухудшаются, а флюиды, находившиеся в их поровом пространстве, выжимаются на соседние менее уплотненные или разуплотненные участки.

По ориентации изоклинов (темные полосы на рис. 8) несложно спрогнозировать расположение трещин отрыва (уширенные черные линии на рис. 9б) и трещин сколово-сдвигового типа (двойной пунктир на том же рисунке). Полученные данные свидетельствуют о том, что трещины отрыва над и под изотропными точками изменяют свою ориентацию на 90° (см. рис. 9б). Трещины, формирующиеся на участках с повышенными значениями касательных напряжений над поднятиями, имеют преимущественно субвертикальную ориентацию, а на их крыльях и в промежутках между поднятиями они приобретают

наклонную до субгоризонтальной ориентацию. Лишь в самой нижней (прифундаментной) части модели их ориентация при переходе через вторую (нижнюю) изотропную точку вновь приобретает субгоризонтальную ориентацию (см. рис. 9б).

Таким образом, оптико-поляризационные многослойные модели позволяют определить характер распределения напряжений в различных слоях, входящих в ее состав, вследствие роста блоков фундамента, выделить участки наиболее вероятного формирования трещиноватых зон, уточнить ориентацию трещин, а также найти места всестороннего сжатия, где ФЕС пород-коллекторов резко ухудшаются, а возникновение вторичной (тектоногенной) трещиноватости полностью исключается [24–27, 30, 31].

Тектоно-седиментационный метод. Рассмотрим результаты двумерного и трехмерного тектоно-седиментационного моделирования и прогноз трещинных дислокаций в слоях юрско-нижненеокомского комплекса на примере того же сейсмопрофиля и трехмерного антиклинального блока (см. рис. 7).

Двумерное моделирование производилось в камерах с линейными размерами 50×30×10 см. В нижней части каждой камеры располагались подвижные блоки, с помощью которых моделировался рост поднятий заданной формы.

После подготовки моделей они сначала заливались водой, а затем начиналось осаждение слоев в заданной последовательности. Для моделирования использовались следующие материалы: глины, алевриты, пески, иногда с добавлением цемента, имитирующего карбонатизацию последних, и, наконец, карбонатные пласти (ППП) моделировались чистым цементом.

Слои отлагались в несколько стадий в соответствии с литолого-стратиграфическим разрезом для рассматриваемой площади (рис. 10а). После уплотнения водонасыщенных осадков и затвердения цементных слоев, моделирующих ППП, осуществлялся рост блоков в заданной последовательности. После роста каждого из блоков фиксировались изменения в положении слоев, а также размеры и ориентация трещин, формировавшихся в компетентных слоях. Кроме того, после окончания подъема каждого из блоков фотографировалась сеть трещин, образовавшаяся на поверхности модели (см. рис. 10б, 10в).

После завершения роста блоков модель послойно разбиралась, причем каждый компетентный слой тщательно препарировался для того, чтобы изучить характер распределения в нем трещин, их плотность, раскрытие и ориентацию (рис. 11).

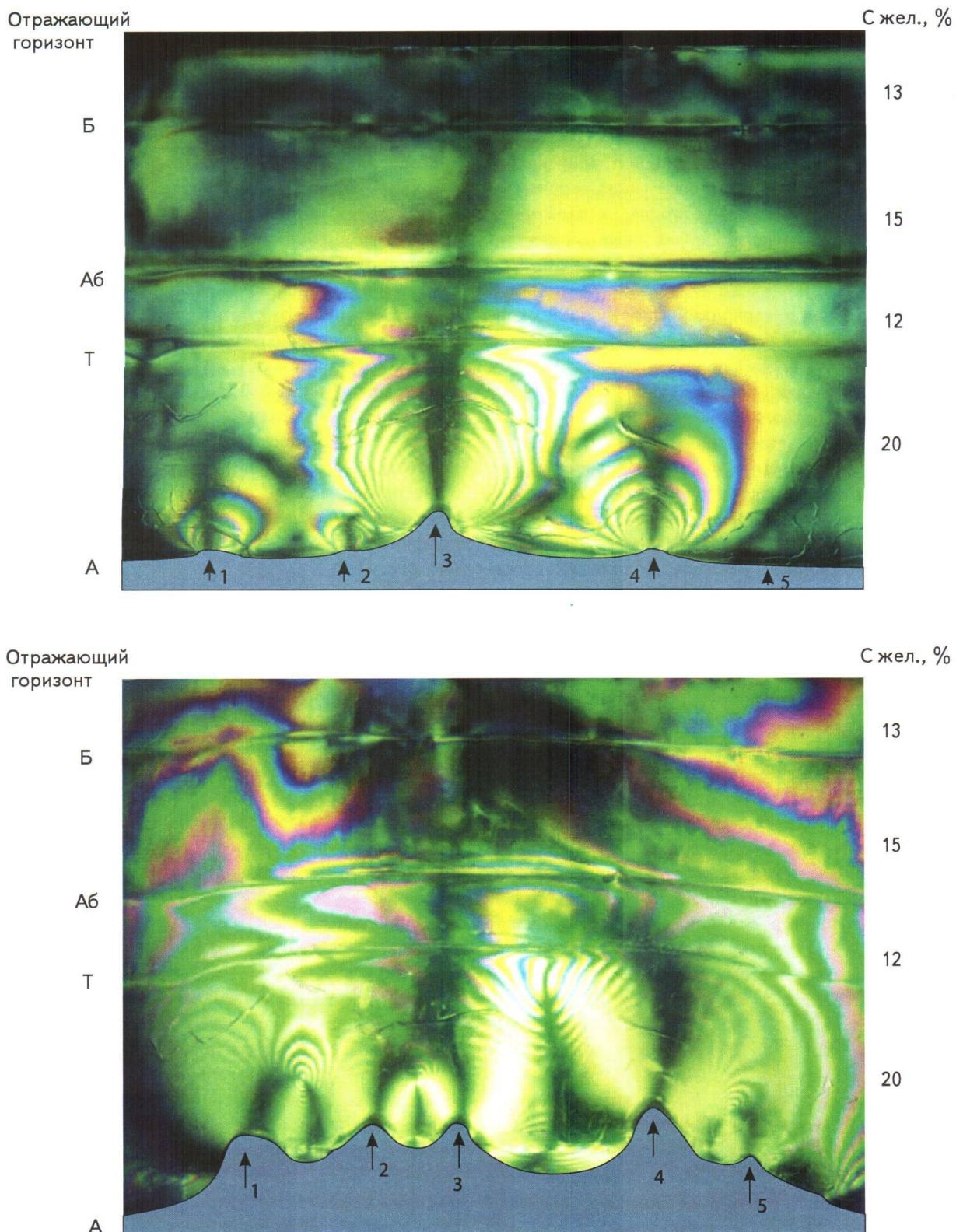
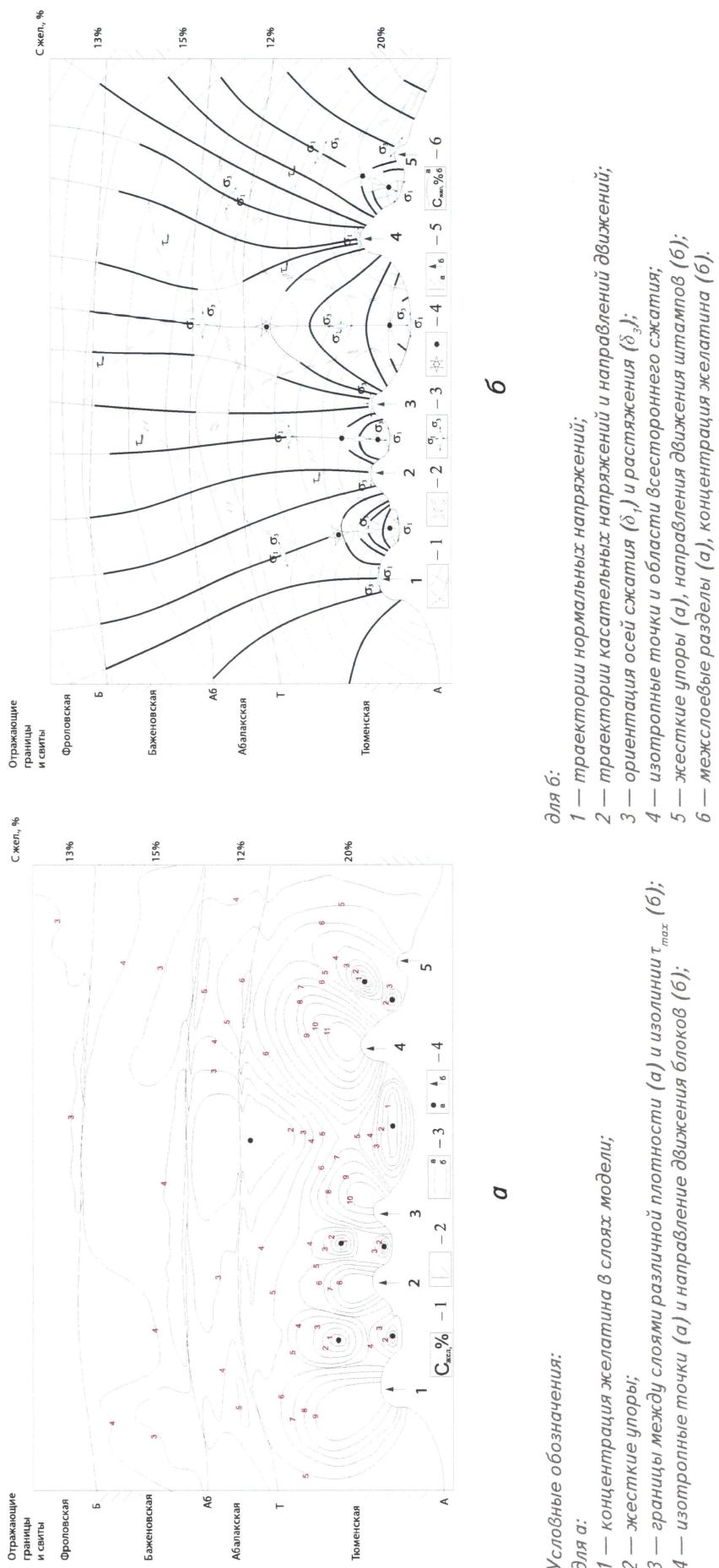


Рис. 8. Фотоизохроматические картины распределения касательных напряжений в многослойной разно-плотностной модели, имитирующей разрез по отражающим горизонтам А-Т-А_б-Б при деформации по-перечным поднятием антиклинальных блоков, отвечающих рельефу фундамента по сейсмопрофилю линия 1190 (а); а — распределение напряжений в модели под собственным весом (до начала роста блоков), б — результирующая картина напряжений после окончания роста пяти антиклинальных блоков



Условные обозначения:

- для б:
- 1 — траектории нормальных напряжений;
 - 2 — траектории касательных напряжений и направлений движений;
 - 3 — ориентация осей сжатия (δ_i) и растяжения (δ_{3j});
 - 4 — изотропные точки и области всестороннего сжатия;
 - 5 — жесткие упоры (а), направления движения блоков (б);
 - 6 — межслойевые разделы (а), концентрация желатина (б).
- для а:
- 1 — концентрация желатина в слоях модели;
 - 2 — жесткие упоры;
 - 3 — границы между слоями различной плотности (а) и изолинии τ_{\max} (б);
 - 4 — изотропные точки (а) и направление движения блоков (б);
 - 5 — межслойевые разделы (а), концентрация желатина (б).

Рис. 9. Графическая интерпретация фотохроматической картины распределения касательных напряжений в модели, имитирующей разрез по отражающим горизонтам А-Т-Аб-Б, по сейсмопрофилю линия 1190 (а) и положение трещинных зон (б) разрывного (уплотнения линии δ₁) и сдвигового (движения пунктир τ_{max}) напряжений над поднятиями в фундаменте

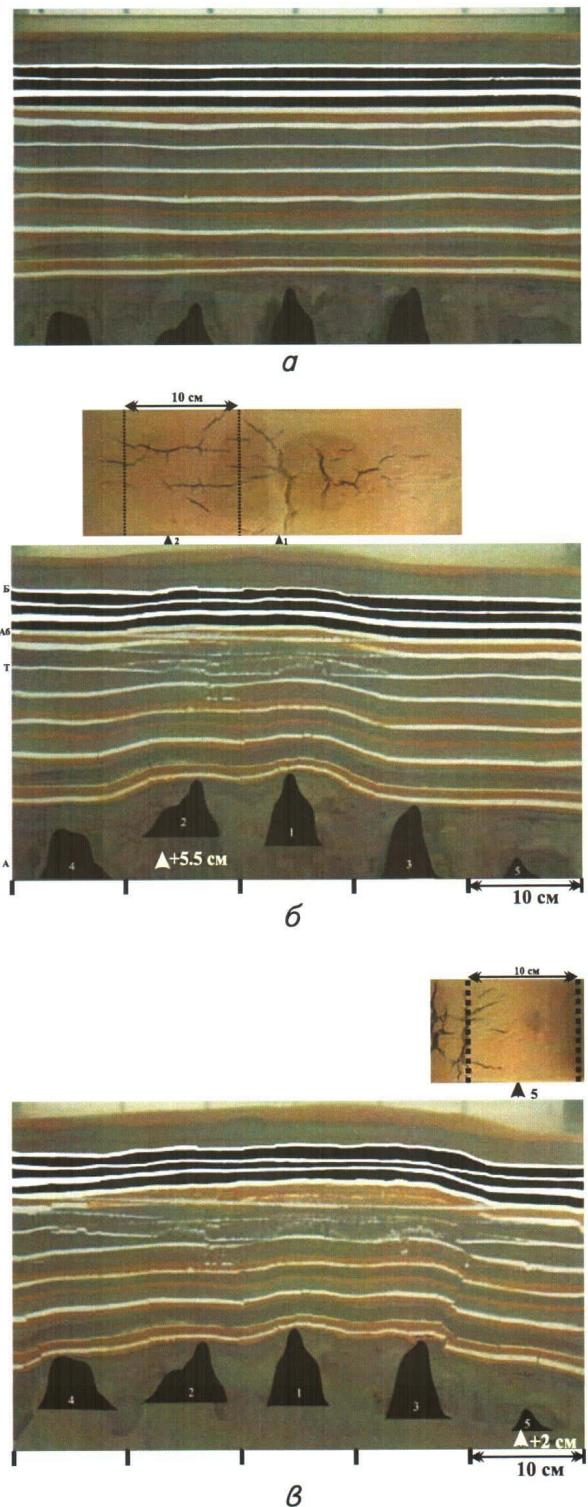


Рис. 10. Тектоно-седиментационная модель формирования антиклинальных структур, построенная по сейсмопрофилю 1190: а — до начала роста блоков; б — после подъема первого и второго блоков; в — после завершения роста всех пяти блоков (на врезках сверху приведены фотографии поверхности модели после роста блоков)

Плотность трещин и их ориентация при переходе от одного компетентного слоя к другому изменяются, что объясняется вариациями напряжений в осадочной толще и каждом из этих слоев. Отмечается однозначная зависимость между плотностью трещин в компетентных слоях и их толщиной, а именно: чем мощнее слой, тем меньше плотность трещин в нем и наоборот, чем тоньше компетентный слой, тем больше в нем плотность трещин. В целом чем выше компетентный слой (или чем дальше он от вершины антиклинальных блоков), тем ниже плотность трещин в нем и меньше их раскрытие (см. рис. 11).

Наиболее однозначно эта закономерность проявилась при препарировании трехмерной модели (рис. 12а–д). На поверхности модели сформировалась сеть узких зон разуплотнения или просадок (см. рис. 12е), которые при сопоставлении их расположения с топографической картой этой площади совпали с руслами небольших речек, проток или цепочками мелких озер.

С помощью программы анализа изображений (видеотест) удалось получить надежные зависимости между суммарной длиной трещин, сформировавшихся в каждом из компетентных пластов, трещинной «пористостью» и линейной плотностью трещин, с одной стороны, и расстоянием до вершины антиклинального блока — с другой (рис. 13). Так, величина вторичной трещины «пористости» уменьшается от 7.9 % в самом нижнем компетентном слое до 2.3 % в самом верхнем слое, соответствующих кровельной части баженовской свиты (см. рис. 13).

На основе установленных закономерностей и полученных зависимостей между структурными особенностями антиклинальных блоков, включая их амплитуду и размеры, с одной стороны, и плотностью трещин, трещинной «пористостью», площадью зон дробления, расстоянием от их вершины до компетентных слоев — с другой, построена структурно-прогнозная карта-схема размещения трещинных коллекторов в бажено-абалакском комплексе в пределах исследованной площади. На ее площади выделены прогнозные зоны трех категорий: высокоперспективные, перспективные и слабоперспективные (рис. 14). Предполагается, что максимальные плотности вторичных (тектоногенных) трещин расположены вблизи осей выделенных зон (см. рис. 14).

ВЫВОДЫ

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы.

- Коллекторы в отложениях баженовской и абалакской свит имеют вторичное (тектоногидротермальное) происхождение и образуются

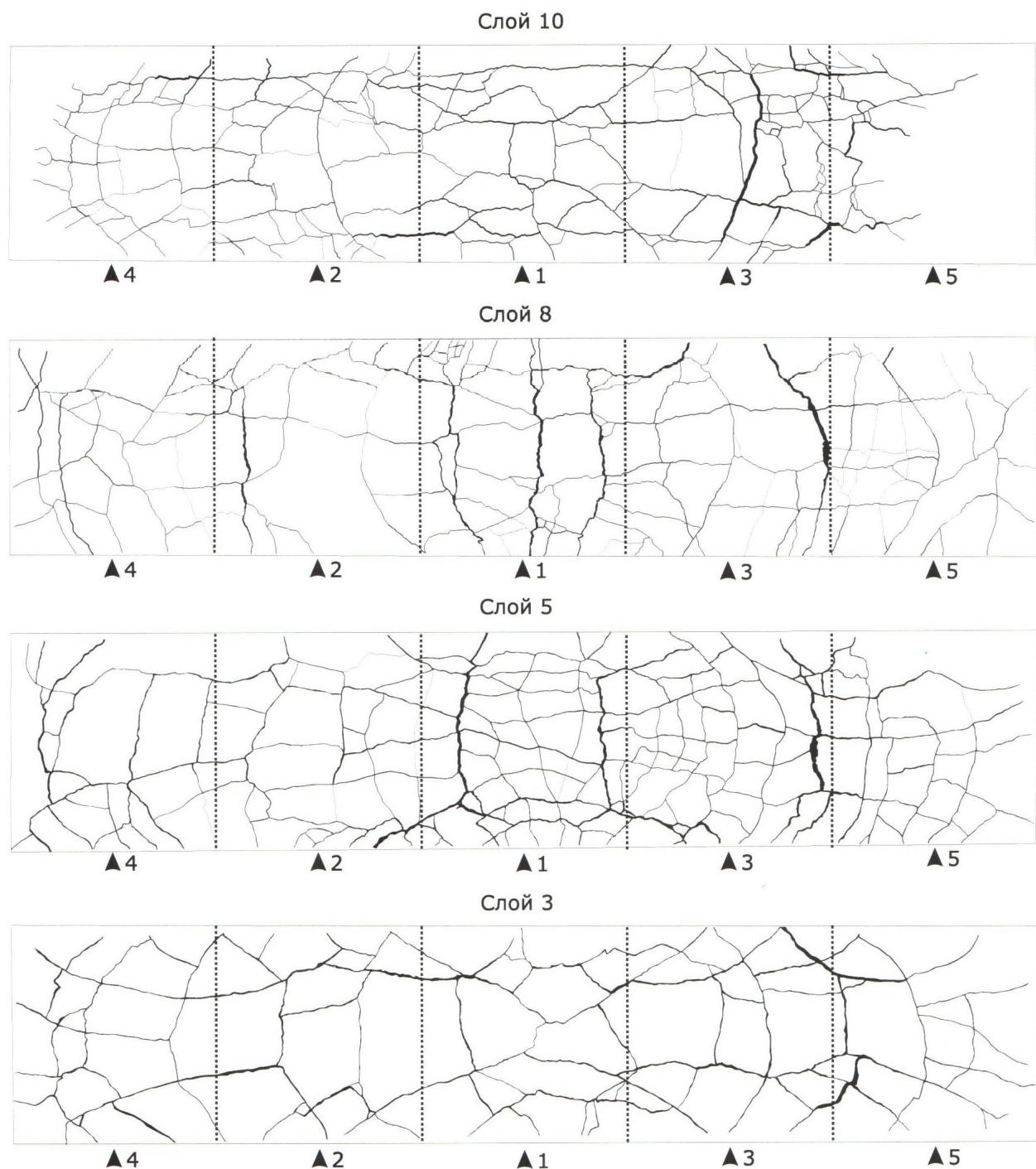


Рис. 11. Результаты препарирования компетентных слоев, входящих в состав тектоно-седиментационной модели, построенной по сейсмопрофилю линии 1190; стрелками показаны положения вершин антиклинальных блоков, а пунктиром — 10-санитметровые зоны над ними

в прочных, но хрупких разновидностях пород, которые получили название потенциально продуктивных пород.

2. К ППП относятся кремнистые (в том числе силициты) и карбонатные литологические типы, а также переходные между ними (кремнисто-карбонатные) разновидности пород.

3. В результате тектонического дробления и последующей гидротермальной проработки ППП в них формируются трещинные (в кремнистых разновидностях) и трещинно-кавернозные (в карбонатных типах пород) типы вторичных коллекторов.

4. В фосфоритовых и карбонатных копролитах частично сохраняется первичная псевдограну-

лярная емкость, к которой добавляется вторичная трещинно-кавернозная емкость, сформированная тектоно-гидротермальными процессами.

5. Участие гидротермальных флюидов подтверждается присутствием на поверхности вторичных трещин и каверн разнообразных новообразованных минералов в форме хорошо ограниченных кристаллов, таких как кварц, каолинит (диккит), кальцит, доломит, барито-кальцит, апатит, ангидрит, барит, бариевый полевой шпат (цельциан), а также сульфидов — пирит, галенит, никколит (NiS) и самородного никеля.

6. Судя по образующимся минеральным ассоциациям, а также результатам термобарогеохимических исследований, гидротермальные флюиды

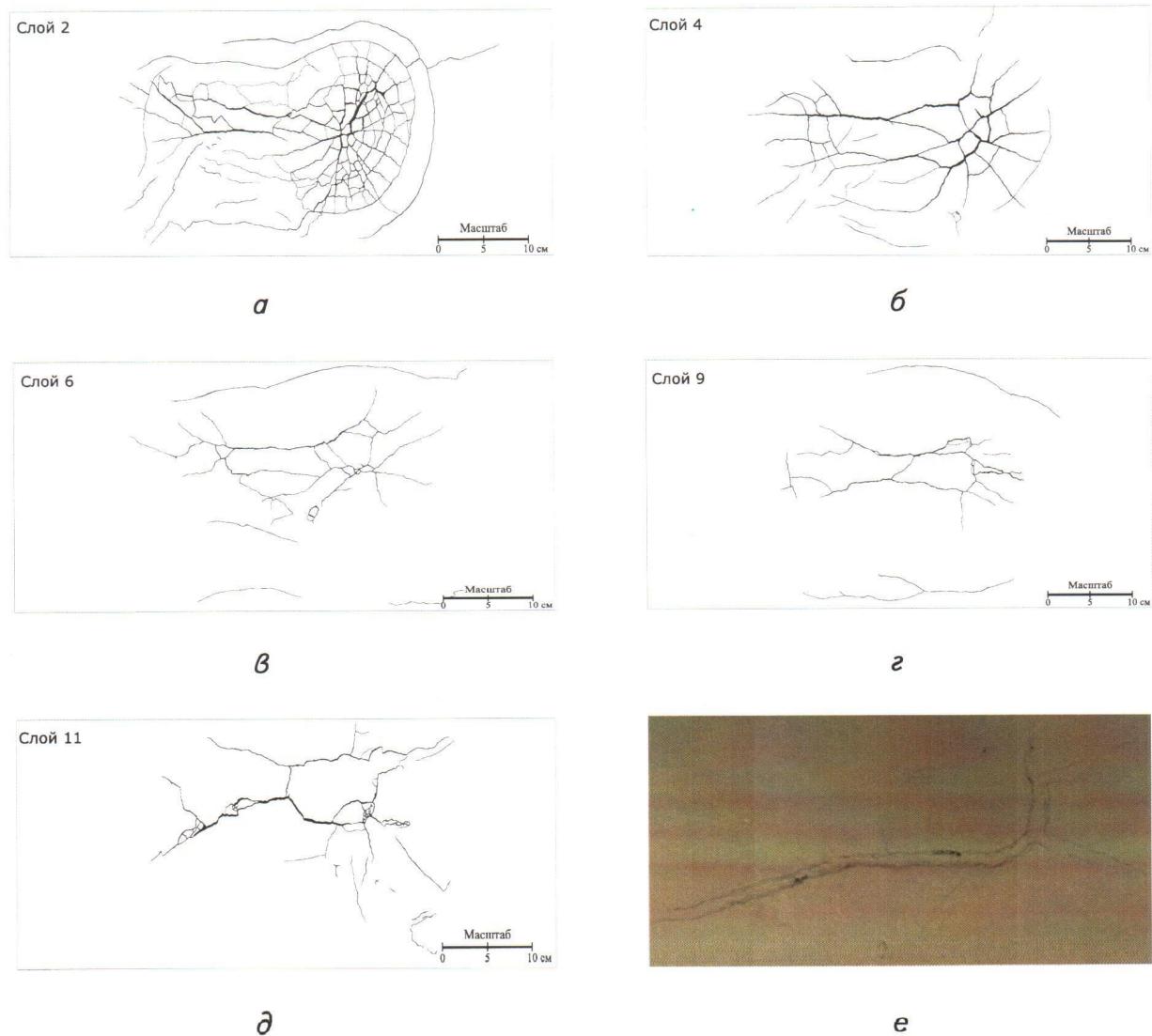


Рис. 12. Результаты препарирования компетентных слоев, входящих в состав трехмерной тектально-седиментационной модели, построенной по фрагменту структурной карты по отражающему горизонту А (см. рис. 7б, 7в): а — второй слой; б — четвертый слой; в — шестой слой; г — девятый слой; д — одиннадцатый слой; е — фотография поверхности трехмерной модели после окончания роста блока

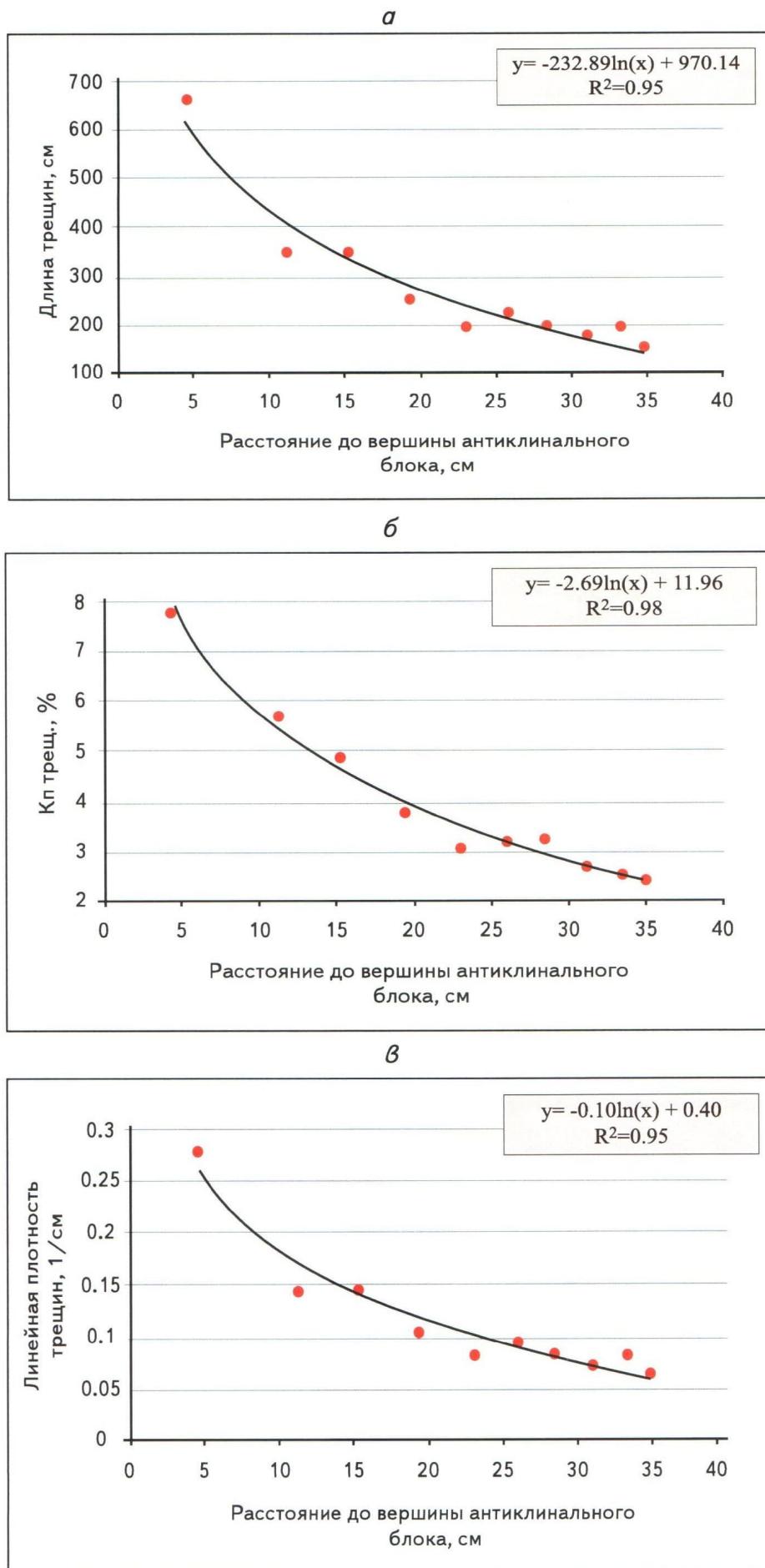
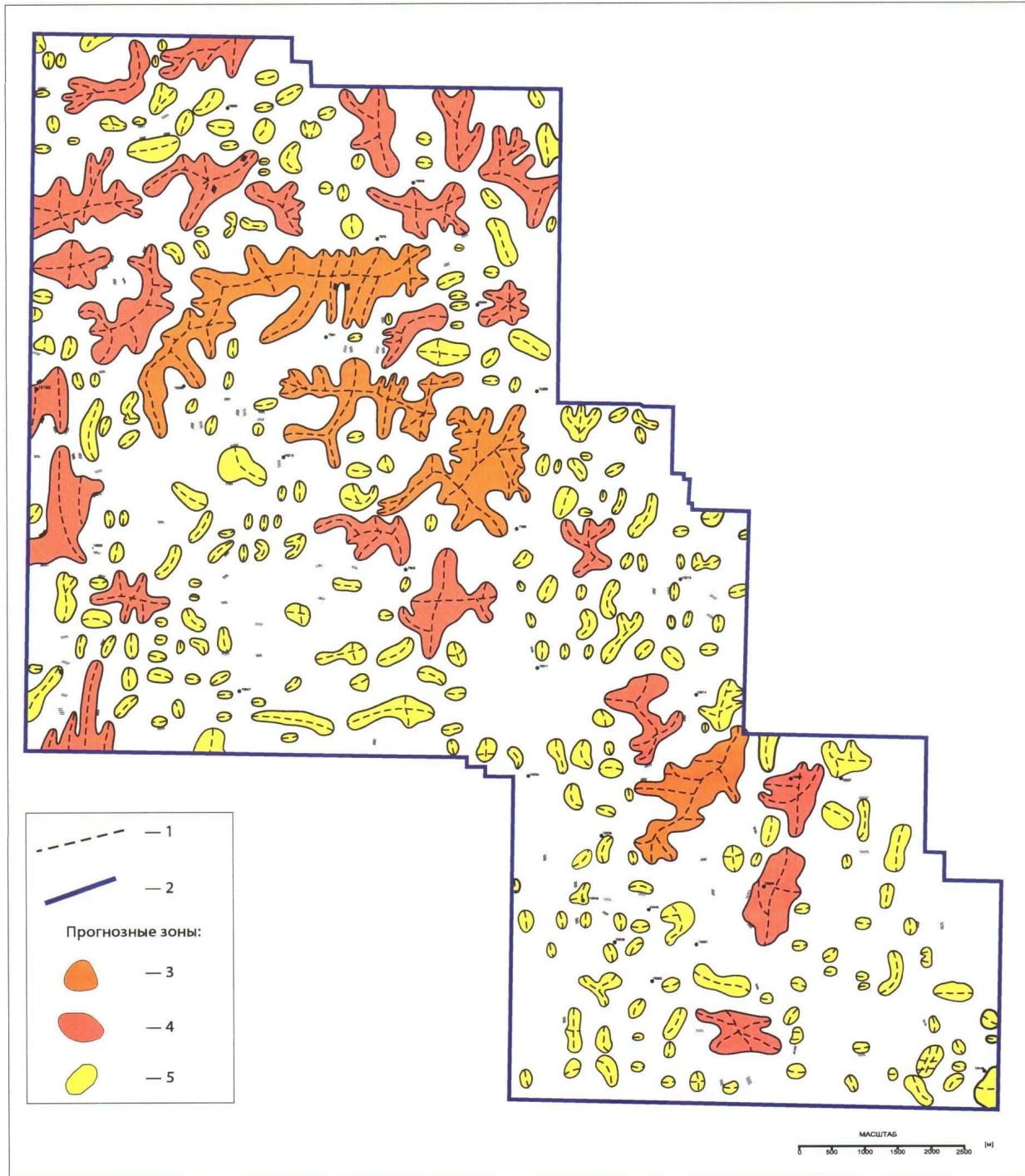


Рис. 13. Зависимость длины трещин (а), трещинной (двумерной) пористости (б) и линейной плотности трещин (в) от расстояния до вершины антиклинального блока, построенная по результатам обработки трещинных дислокаций, возникших в компетентных слоях трехмерной тектоно-седиментационной модели. Вследствие роста антиклинального блока



Условные обозначения: 1 — оси зон Вторичной (тектоногенной) трещиноватости; 2 — границы лицензионного участка; прогнозные зоны: 3 — высокоперспективные; 4 — перспективные; 5 — слабоперспективные.

Рис. 14. Структурно-прогнозная схема размещения трещинных коллекторов в бажено-абалакском комплексе (по данным сейсморазведки 3D и тектонофизического моделирования)

относятся преимущественно к средне- и низкотемпературным, характеризуются низкими значениями pH (кислая среда) и низкими значениями Eh (окислительные условия).

7. Выделение ППП в разрезах скважин в интервале залегания бажено-абалакского комплекса можно проводить с использованием комплекса ядерно-физических, акустических и электрических геофизических методов.

8. Прогноз зон распространения вторичных (тектоно-гидротермального происхождения) коллекторов осуществляется путем комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования.

9. С помощью оптико-поляризационного метода определяются участки с повышенными

концентрациями напряжений, расположение изотропных точек и уточняется ориентация трещин в пределах этих участков.

10. При помощи двумерных и трехмерных тектоно-седиментационных моделей уточняется механизм формирования трещин, определяется их плотность, раскрытость, величина трещинной «пористости» в зависимости от расстояния компетентных пластов до вершины антиклинальных блоков в фундаменте.

11. На основе комплексирования результатов сейсморазведки и данных тектонофизического моделирования строится прогнозная карта-схема расположения зон вторичной трещиноватости различных категорий перспективности, закладываются места для бурения разведочных скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анкушева Н.Н. Флюидный режим формирования гидротермальной системы Аркаимского палеовулкана (Южный Урал) // Литосфера. 2008. № 4. С. 93–98.
2. Арефьев О.А., Гуляева Н.Д., Петров А. А. Сравнительное изучение углеводородного состава битумоидов баженовской свиты и нефтеи Западной Сибири // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири: Тр. ИГиРГИ. М., 1980. С. 120–127.
3. Белецкая С.Н., Сергеенко Л.И. Характеристика миграционных процессов в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Условия нефтегазоносности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плате: Тр. ВНИГРИ. Л., 1980. С. 104–114.
4. Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптелинин Н.Д. Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения // Нефтяное хозяйство. 1983. № 10. С. 27–31.
5. Гуарии Ф.Г., Казаринов В.П., Миронов Ю.К. и др. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности — новая нефтяная база СССР. Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963. 200 с.
6. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
7. Конторович А.Э., Полякова И.П., Стасова О.Ф. Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных отложений Сибири: Тр. СНИИГГиМС. Новосибирск, 1971. Вып. 118. 83 с.
8. Вассоевич И.Б., Корчагин Ю.И., Лопатин Н.В. Главная фаза нефтеобразования // Вестн. Моск. ун-та. Сер. геол. 1968. № 6. С. 3–22.
9. Гуарии Ф.Г. О поисках нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской низменности: Тр. СНИИГГиМС. Л.: Гостоптехиздат, 1961. Вып. 17. С. 15–31.
10. Гуарии Ф.Г., Гуарии И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1974. № 5. С. 36–40.
11. Гуарии Ф.Г. Об условиях накопления и нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири // Тр. СНИИГГиМС. Новосибирск, 1979. Вып. 271. С. 153–160.
12. Гуарии Ф.Г. Региональный прогноз промышленных скоплений углеводородов в доманикатах // Геология нефти и газа. 1984. № 2. С. 1–5.
13. Гуарии Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья: Тр. СНИИГГиМС. М., 1959. Вып. 3. 172 с.
14. Гуарии Ф.Г., Запивалов Н.П., Нестеров И.И. Характеристика нефтегазосодержащих толщ // Геология СССР. М.: Недра, 1964. Т. XIV. Ч. II: Западно-Сибирская низменность, нефтегазоносность и гидрогеологические условия. С. 87–148.
15. Добрынин В.М., Мартынов В.Г. Коллектор нефти в нефтематеринских глинистых толщах // Геология нефти и газа. 1979. № 7. С. 36–43.
16. Добрынин В.М., Мартынов В.Г. Модель и основные параметры пластового резервуара баженовской свиты Салымского месторождения нефти // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири: Тр. ИГиРГИ. М., 1980. С. 26–27.
17. 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.

18. Елисеев В.Г., Нестеров И.И. Перспективы нефтеносности глинистых отложений баженовской свиты // Тр. ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1978. Вып. 130. С. 155–157.
19. Ефремов Е.П., Зубков М.Ю., Боркун Ф.Я. и др. Методика оценки перспектив нефтегазоносности баженовских отложений Западной Сибири // Энергия и механизм первичной миграции углеводородов. М.: Наука, 1988. С. 152–161.
20. Зарипов О.Г., Ушатинский И.Н. Особенности формирования, строения и состава битуминозных отложений баженовской свиты в связи с их нефтеносностью // Тр. ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1976. Вып. 113. С. 53–71.
21. 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: Сб. науч. тр. СибНИИНП. Тюмень, 1982. С. 132–144.
22. Зубков М.Ю., Мормышев В.В. Вещественный состав и условия образования пород баженовской свиты Салымского месторождения // Литология и полезные ископаемые. 1987. № 2. С. 73–80.
23. Зубков М.Ю. Критерии оценки региональных перспектив нефтеносности баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 1989. № 5. С. 26–30.
24. Зубков М.Ю., Скрылев С.А., Бондаренко П.М. и др. Методы оценки перспектив нефтегазоносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск, 1999. С. 206–222.
25. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М., Трухан Я.А. и др. Прогноз углеводородных залежей в трещинных коллекциях баженовской и абалакской свит Восточно-Пальяновской площади на основе результатов сейсморазведки и тектонофизического моделирования // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск, 2000. С. 174–187.
26. 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.
27. Зубков М.Ю. Анализ распределения K, U, Th и В в верхнеюрских отложениях центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) с целью их стратификации, корреляции и выделения в них потенциально продуктивных пластов // Геохимия. 2001. № 1. С. 51–70.
28. Зубков М.Ю., Прямоносова И.А. Нефте- и газогенерационный потенциалы баженовской свиты // Геохимия. 1988. № 3. С. 386–392.
29. Зубков М.Ю., Морева Е.В., Меленевский В.Н. и др. Нефтегенерационный и емкостный потенциалы баженовской и верхней части абалакской свит Маслиховского месторождения (Сургутский свод, Западная Сибирь) // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ. СПб., 1999. С. 32–33.
30. Зубков М.Ю., Пормайстер Я.А., Бондаренко П.М. Прогноз трещинных коллекторов в отложениях баженовской и абалакской свит на основе результатов тектонофизического моделирования // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Материалы V науч.-практ. конф. Ханты-Мансийск, 2002. Т. 1. С. 244–253.
31. Зубков М.Ю., Каган М.В., Вокин Р.Д. и др. Прогноз продуктивных зон в отложениях баженовской и абалакской свит Средненазымского лицензионного участка // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО — Югры: Материалы XI науч.-практ. конф. Ханты-Мансийск, 2008. Т. 2. С. 64–81.
32. Карпов Г.А. Современные гидротермы и ртутьно-сурьмяно-мышьяковое оруденение. М.: Наука, 1988. 183 с.
33. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / Под ред. Т.В. Дорофеевой. Л.: Недра, 1983. 132 с.
34. Клубова Т.Т., Климушина Л.П., Медведева А.М. Особенности формирования залежей нефти в глинах баженовской свиты Западной Сибири // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири: Тр. ИГиРГИ. М., 1980. С. 128–147.
35. Кольцов А.Б. Особенности флюидного режима гидротермальных систем в углеродсодержащих толщах // Геохимия. 1990. № 3. С. 336–345.
36. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Фомичев А.С. и др. Пиролиз как метод изучения нефтегенерационного потенциала материнских пород // Геология нефти и газа. 1986. № 12. С. 36–41.
37. Конышева Р.А., Сахибгареев Р.С. О природе емкости в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Докл. АН СССР. 1976. Т. 228. № 5. С. 1197–1199.
38. Корж М.В., Филина С.И. Особенности литогенеза аргиллитов баженовской свиты и возможный механизм образования в них залежей нефти // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири: Тр. ИГиРГИ. М., 1980. С. 6–18.
39. Краснов С.Г., Хоторской М.Д. О влиянии интрузий в фундаменте Западно-Сибирской плиты на нефтегазоносность баженовской свиты // Докл. АН СССР. Сер. геол. 1978. Т. 243. № 4. С. 995–997.
40. Краснов С.Г., Беликова А.Г., Галишев И.Р. Условия формирования автохтонных нефтяных залежей баженовской свиты Западной Сибири // Геология и геофизика. 1981. № 10. С. 3–10.
41. Краснов С.Г., Дорофеева Т.В., Лебедев Б.А. Геологические условия нефтеносности и природа емкости коллекторов баженовской свиты Западной Сибири // Условия нефтегазоносности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плате. Л.: Недра, 1980. С. 115–127.
42. Кривошеева З.А., Соколов Б.А. Образование нефтяных залежей в глинистых толщах в результате разуплотнения // Геология нефти и газа. 1980. № 1. С. 26–29.
43. Крылов И.А., Орел В.Е., Филина С.И. Особенности промышленной нефтеносности пород баженовской свиты // Нефтегазовая геология и геофизика. 1980. № 8. С. 15–17.
44. 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.
45. Микуленко К.И. Перспективы нефтегазоносности отложений баженовской свиты центральных и южных районов Западно-Сибирской плиты // Тр. СНИИГГиМС. Новосибирск, 1974. Вып. 194. С. 37–41.
46. Набоко С.И. Формирование современных гидротерм и метаморфизм растворов и пород // Вопросы вулканизма: Материалы I Всесоюз. вулканол. совещ. Москва, 23 сентября — 2 октября 1959 г. М.: Изд-во АН СССР, 1962. С. 52–62.

47. Неручев С.Г., Рогозина Е. А., Зеличенко И. А. и др. Геохимические особенности процессов нефте- и газообразования в отложениях баженовской свиты Западно-Сибирской низменности // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1980. № 2. С. 5–16.
48. Нестеров И. И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. 1979. № 10. С. 26–29.
49. Нестеров И. И. Нефтеносность битуминозных глин баженовской свиты Западной Сибири // Советская геология. 1980. № 11. С. 3–10.
50. Конторович А.Э., Бабина Н. К., Богородская Л. П. и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности: Тр. СНИИГГиМС. Новосибирск, 1967. Вып. 50. 223 с.
51. Новиков Г.Р., Салманов Ф. К., Тян А. В. Перспективы открытия крупных залежей нефти в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты // Нефть и газ Тюмени. Тюмень, 1979. Вып. 1. С. 1–3.
52. Панченко Л.Т., Береснев Н.Ф. О некоторых особенностях геологического строения баженовской свиты Салымского нефтеносного района // Проблемы нефти и газа Тюмени. Тюмень, 1973. Вып. 16. С. 1–4.
53. Прозорович Г.Э., Соколовский А. П., Малых А. Г. Новые данные о трещиноватых коллекторах баженовской свиты // Проблемы нефти и газа Тюмени. Тюмень, 1979. Вып. 18. С. 7–9.
54. Салымский нефтегазоносный район: Тр. ЗапСибНИГНИ / Под ред. И. И. Нестерова. Тюмень, 1970. Вып. 41. 314 с.
55. Сафина Н.П., Анкушева Н.Н., Мурзин В. В. Физико-химические условия формирования барита из рудных фаций Сафьяновского медно-цинково-колчеданного месторождения, Средний Урал // Литосфера. 2012. № 3. С. 110–126.
56. Сверчков Г. П. Нефтегазоносность западной части Западно-Сибирской низменности // Геология и нефтегазоносность запада Западно-Сибирской низменности: Тр. ВНИГРИ. Л., 1959. Вып. 114. С. 312–354.
57. Свищев М.Ф., Садыков М. М., Каптелинин Н.Д. и др. Гидродинамические особенности продуктивных пластов баженовской свиты Салымского нефтяного месторождения // Тр. Гипротюменнефтегаза. Тюмень, 1973. Вып. 35. С. 239–252.
58. Скоробогатов В.А., Краснов С. Г. Некоторые критерии перспектив нефтегазоносности баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1984. № 3. С. 15–19.
59. Соколовский А.П. К вопросу о нефтеносности аргиллитов баженовской свиты в Салымском районе // Новые материалы по геологии и нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности: Тр. ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1972. Вып. 58. С. 113–121.
60. Скрылев С.А., Зубков М.Ю., Гузеев В. В. Выделение высокопродуктивных зон на основе математического и тектонофизического моделирования с целью более эффективного вовлечения в разработку залежей нефти в абалакской свите // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск, 2000. С. 445–453.
61. Скрылев С.А., Чуйко А. И., Зубков М.Ю. Опыт и проблемы применения геофизических методов при изучении залежей нефти в абалакской свите Красноленинского месторождения // Каротажник. 1997. № 41. С. 49–58.
62. Терещенко Ю. А. Резкая аномалия пластовых давлений на Салымском месторождении в Западной Сибири и ее возможная природа // Бюлл. МОИП. Отд. геол. 1972. Вып. 47. № 5. С. 219–222.
63. Трофимук А.А., Карагодин Ю. Н. Баженовская свита — уникальный природный резервуар нефти // Геология нефти и газа. 1981. № 4. С. 29–33.
64. Ушатинский И. Н. Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири // Советская геология. 1981. № 2. С. 11–22.
65. Халимов Э.М., Мелик-Пашаев В.С. О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите // Геология нефти и газа. 1980. № 6. С. 1–10.
66. Щепеткин Ю.В., Шугурова Н. А. Газовая среда вторичного минералообразования нефтегазоносных отложений мезозоя Западной Сибири // Геохимия сложнопостроенных месторождений нефти и газа. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1988. С. 116–126.
67. Щепеткин Ю. В. Физико-химические критерии локального прогноза нефтегазоносности // Локальный прогноз нефтегазоносности Западно-Сибирской геосинеклизы. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1989. С. 138–147.