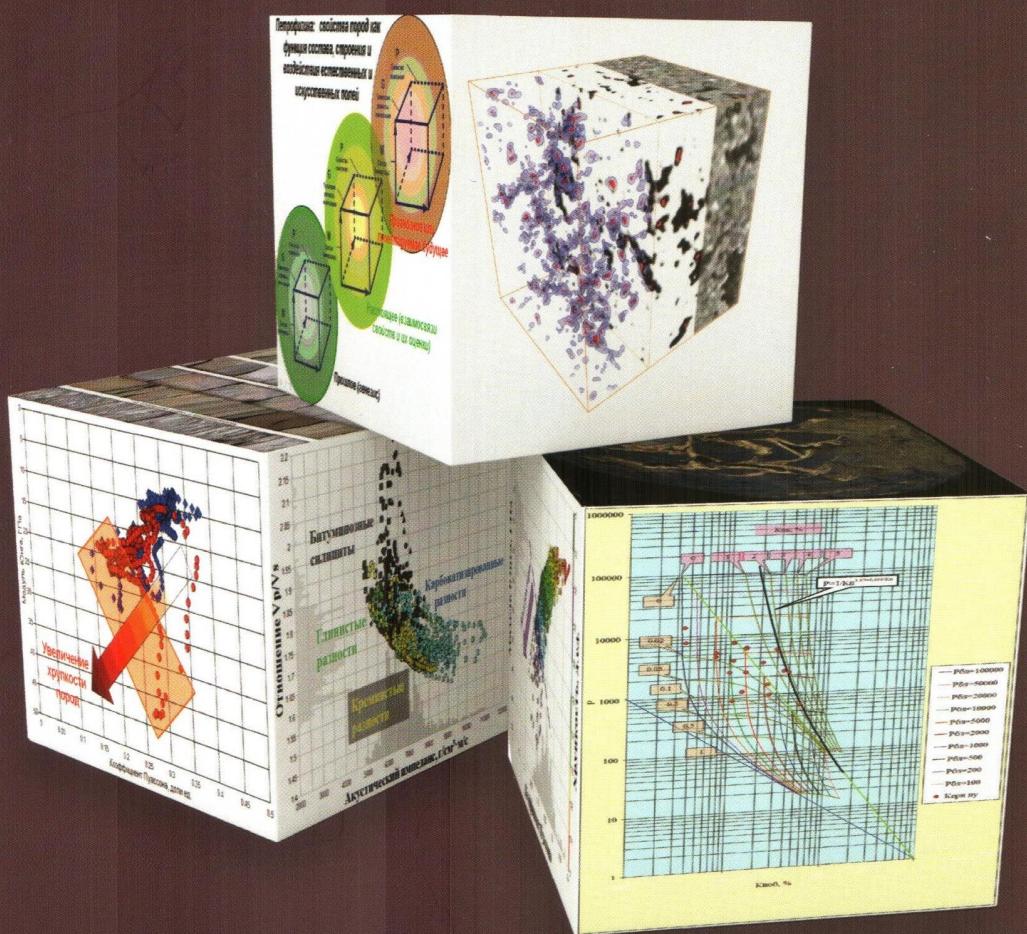


ПЕТРОФИЗИКА СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ: проблемы и перспективы 2014



EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS

ПРОГНОЗ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В БАЖЕНО-АБАЛАКСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ И ТЕКТОНОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Зубков М. Ю.*

Аннотация. В работе рассмотрены существующие представления о механизмах формирования коллекторов в верхнеюрских отложениях. Установлены литологические типы пород, в которых имеются прямые признаки присутствия углеводородов. Они представлены преимущественно кремнистыми (силициты) и карбонатными (известняки, доломиты, сидеритолиты) разновидностями, получившими название потенциально продуктивных пород (ППР). Обоснован тектоно-гидротермальный способ образования вторичных коллекторов в ППР, предложена оригинальная методика выделения перспективных зон в верхнеюрских отложениях на основе комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования.

FORECAST OF HYDROCARBON DEPOSITS IN BAZHENO-ABALAKSKY DEPOSITS OF WESTERN SIBERIA ON THE BASIS OF AGGREGATION OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA AND TECTONOPHYSICAL MODELING

Abstract. The existing understanding of the mechanisms of formation of reservoirs in the upper Jurassic deposits are considered. Established lithological rock types in which there are direct evidence of the hydrocarbons presence, which are mainly represented by siliceous (silicites) and carbonate (limestone, dolomite, sideritolite) species, dubbed potentially productive (PPR). Justified tectonic-hydrothermal method of secondary reservoirs origin in the PPR, an original method for detecting promising areas in upper Jurassic sediments on the basis of complex data of seismic and tectonophysical modeling proposed.

В последнее время вновь возник повышенный интерес к верхнеюрским отложениям Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, представленным баженовской и абалакской свитами. Этот интерес обусловлен тем, что эти отложения могут попасть в разряд так называемых нетрадиционных и сложнопостроенных геологических объектов с полагающимися при их разработке налоговыми льготами.

До открытия углеводородных (УВ) залежей в битуминозных отложениях баженовской свиты в пределах Салымского месторождения в конце 60-х годов прошлого тысячелетия эти отложения считались исключительно нефтематеринскими, а также надёжным мощным флюидоупором для юрских нефтяных и газовых залежей. Причём большинством геологов и нефтяников отложения баженовской свиты относились к основной нефтегенерирующей толще Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [3–6, 42, 45, 47].

Открытие УВ залежей в верхнеюрских отложениях изменило отношение учёных к ним как к только нефтегенерирующей и изолирующей толще. Однако долгое время после получения промышленных притоков из битуминозных отложений было не ясно, что здесь являет-

* ООО «ЗапСибГЦ», г. Тюмень

ся коллектором, так как подавляющее большинство образцов, поднятых из интервала её залегания, было представлено 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 [2, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 25, 30, 33, 51]. Остаточная водонасыщенность обычно составляет более 90%, что свидетельствует о наличии в верхнеюрских отложениях очень мелких пор, практически полностью занятых связанной водой.

Было предложено большое количество моделей механизма формирования коллекторов и залежей в отложениях баженовской свиты [2, 7—15, 17—19, 22—25, 27—37, 39—41, 43, 44, 48—55], среди которых можно выделить две основные.

Авторы, предложившие первую модель формирования коллектора, связывают 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 объёма образующихся из керогена жидких и газообразных нафтенов и неуглеводородных летучих. Вследствие протекания этого процесса образуется так называемый листоватый коллектор [7—12, 14, 15, 27, 30—35, 39—41, 43, 49, 53, 54].

Вторая модель формирования коллектора связывает его образование с тектоническими процессами, а именно: с тектонической трещиноватостью, поэтому, по мнению исследователей, предложивших эту модель, возникающие в этом случае коллекторы относятся к трещинному типу [2, 13, 17, 36, 37, 52, 55].

Позднее было установлено, что кроме отложений баженовской свиты, продуктивной является и подстилающая её абалакская свита, которая, в отличие от первой, не является битуминозной из-за невысокой концентрации в ней керогена, а потому первая модель образования коллекторов в применении к 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.

Так все-таки, какие типы пород, входящих в состав верхнеюрских отложений, являются коллекторами?

Прямые признаки нефтеносности в рассматриваемых отложениях нами обнаружены лишь в нескольких литологических типах пород [16, 17, 19, 23—25], главными из которых являются следующие:

- кремнистые — радиоляриты и силициты (рис. 1 α);
- карбонатные — известняки, доломиты, карбонатные радиоляриты, реже сидеритолиты (рис. 1 β);
- фосфориты, например, копролитовые фосфориты (рис. 1 γ и ε).

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).

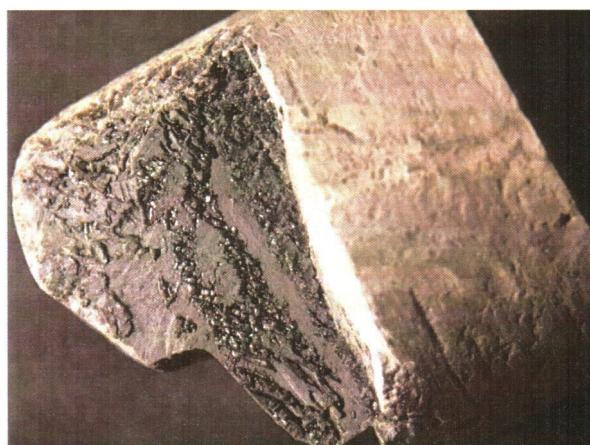
Кроме того, прямые признаки УВ встречены в переходных по отношению к вышеперечисленным литологическим разновидностям, чаще всего имеющих кремнисто-карбонатный, реже фосфатно-карбонатный или более сложный карбонатно-кремнисто-пиритовый составы [16, 17, 19, 23—25].

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 [17—19, 22—25].

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

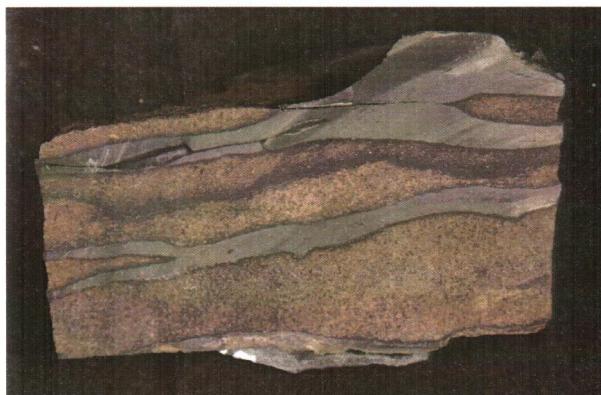
Таким образом, рассматриваемые коллекторы, так же как обычные терригенные и карбонатные, представлены достаточно прочными (вовсе не глинистыми и не глинисто-битуминозными) породами, имеющими кремнистый, карбонатный, фосфатный или комбинированный состав на основе тех же компонентов [16—20, 22—25].



a)



б)



в)

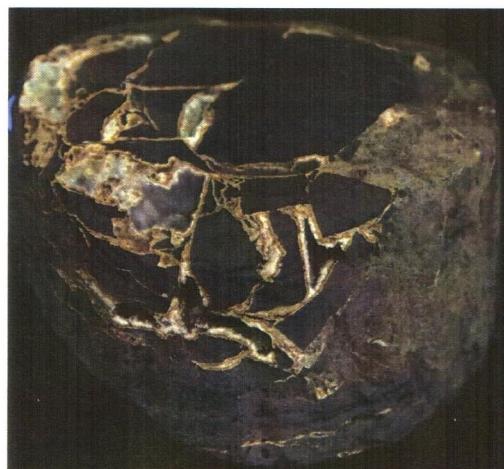


з)

Рис. 1. Фотографии образцов, отобранных из отложений баженовской и абалакской свит, с прямыми признаками нафтитов: **а)** — поверхности трещин в силициатах (радиоляритах), покрытые плёнками метаморфизованных битумов и мелкими кристаллами эпигенетических минералов (Маслиховское месторождение); **б)** — трещины в известняках, поверхности которых покрыты метаморфизованными битумами и кристаллами вторичных минералов (Пальяновская площадь); **в), з)** — копролитовые фосфориты с псевдогранулярной ёмкостью, заполненной лёгкими нефтеподобными битумами (Пальяновская площадь), последний снимок (**з**) получен в ультрафиолетовом свете



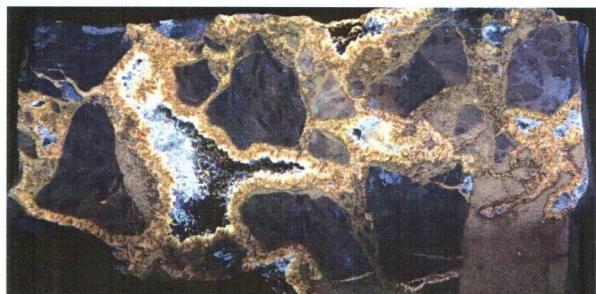
а)



б)



в)



г)



д)



е)

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

Тектоническое дробление верхнеюрских отложений сопровождается гидротермальной проработкой, что, в свою очередь, стимулирует в них процессы нефтегенерации, а также вызывает выщелачивание неустойчивых минералов (в первую очередь, карбонатов, а также фосфатов) с формированием в дополнение к трещинной ёмкости ещё и кавернозной. Кроме того, происходит отложение новых эпигенетических минералов и их ассоциаций [1, 18—26, 38, 46, 56].

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 и довольно крупными (до 10 мм длиной) единичными кристаллами кварца и карбонатных минералов отмечаются плёнки сильно метаморфизованного битума чёрного цвета, хрупкого, микротрещиноватого (рис. 3 a и δ). Также отмечаются микродрузы прозрачного кварца (рис. 3 ϵ) и агрегаты жёлтого (из-за нефтенасыщения) каолинита и/или диккита (рис. 3 γ).

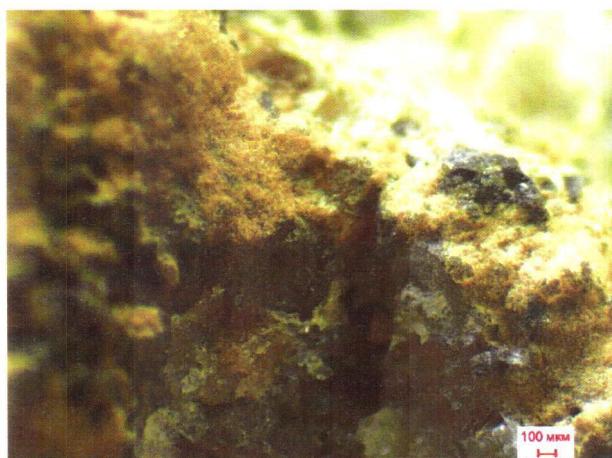
 $a)$  δ  ϵ  γ

Рис. 3. Фотографии поверхности трещин и каверн в известняках баженовской и абалакской свит, на которых образовались эпигенетические минералы гидротермального происхождения и отложился метаморфизированный гидротермами битум: $a)$ — кристаллы кварца и тонкие плёнки битума; δ) — метаморфизированный битум; ϵ) — микродрузы кристаллов кварца; γ) — нефтенасыщенный каолинит (диккит); (a) — Ем-Еговская площадь, (δ , ϵ , γ) — Пальяновская площадь

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

Гидротермы, проникавшие в верхнеюрские отложения, обладали не только высокой температурой, но и характеризовались кислым составом и высоким окислительным потенциалом [1, 18, 19, 20, 22—26, 29, 38, 46, 56]. Действительно образцы в прилегающей к трещине

части имеют не обычный (тёмно-серый), а светло-коричневый цвет (рис. 4 ε), 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. 4 ε). В участке, прилегающем к трещине, в образце наблюдается интенсивное окремнение, что подтверждается результатами микрозондового элементного и рентгено-структурного анализов (см. рис. 4 ε).

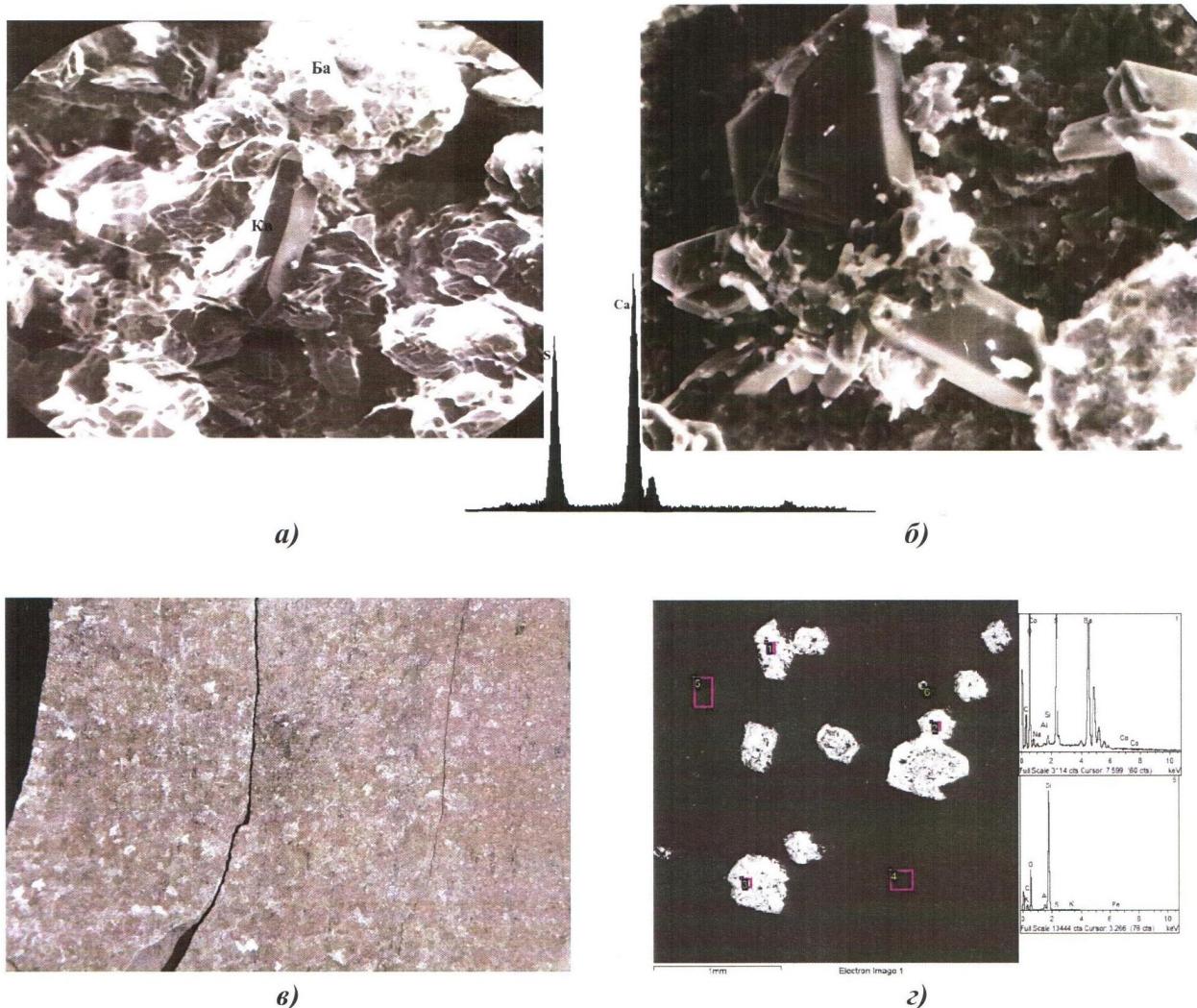


Рис. 4. Фотографии поверхностей трещин и каверн с образовавшимися на них эпигенетическими (гидротермальными) минералами РЭМ (а, б, г) и полноразмерного образца (в) из числа отобранных из отложений баженовской и абалакской свит, на которых: а) — кристаллы кварца, барита; б) — микродрузы ангидрита и их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

Обратим внимание ещё раз на то, что достаточно высокий окислительный потенциал гидротерм подтверждается не только осветлением участков, проработанных ими, но и появлением в пиритовой геохимической фации сульфатов (ангиридит, барит), которые являются «запрещёнными» в этих резко восстановительных условиях [20, 23].

Изредка на поверхности вторичных (тектоногенных) трещин на тонкой «корочке» эпигенетического мелкокристаллического доломита отмечаются великолепно огранённые псевдододекагональные кристаллы гидротермального апатита (рис. 5а).

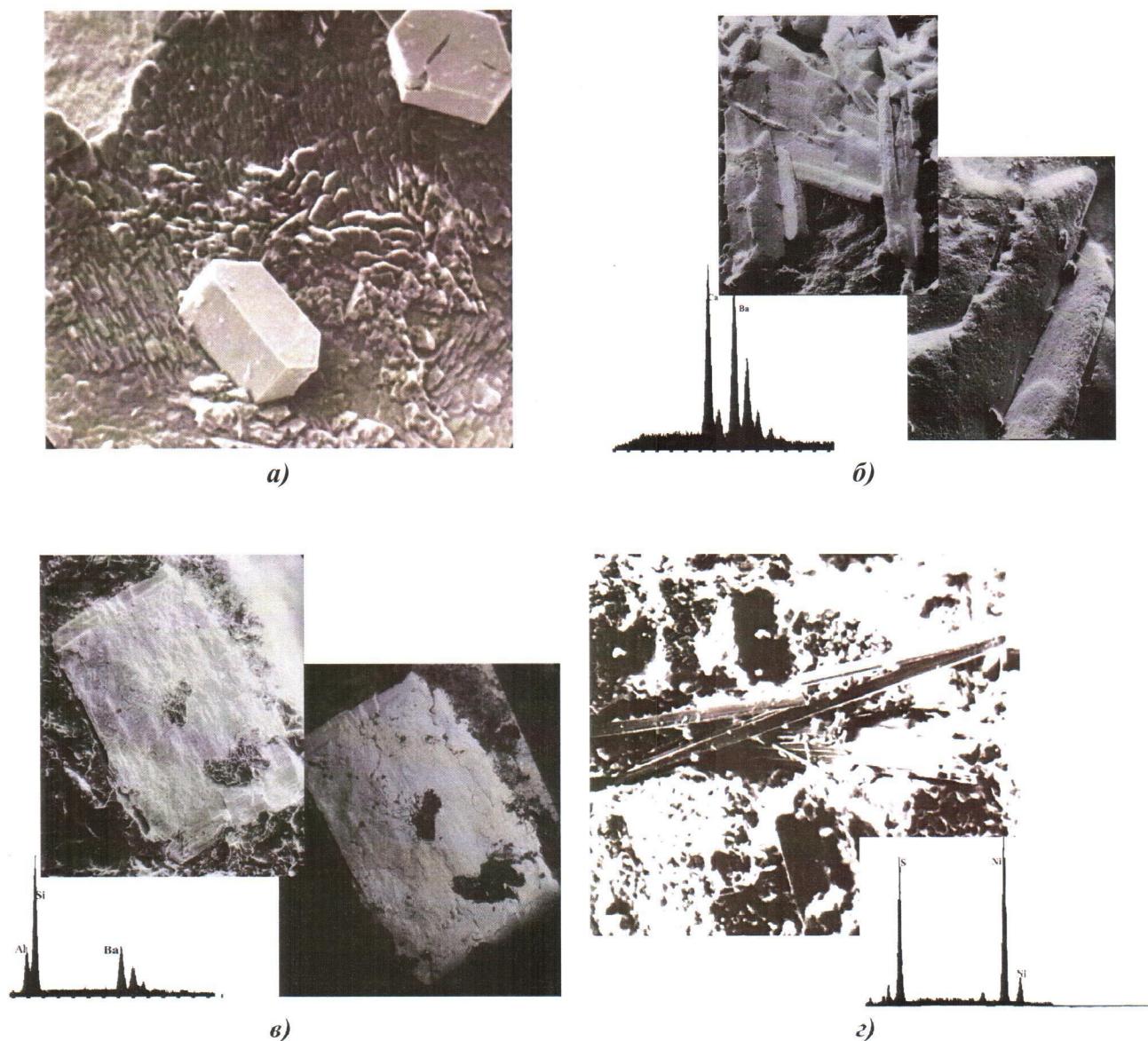


Рис. 5. Фотографии РЭМ эпигенетических минералов гидротермального происхождения, расположенные на поверхности трещин и в кавернах пород баженовской и абалакской свит: **а)** — поверхность трещин, покрытая «корочкой» мелкокристаллического доломита с крупными кристаллами апатита; **б)** — кристаллы баритокальцита; **в)** — кристалл цельзиана; **г)** — кристаллы сульфида никеля и их элементарный спектр, (а) — Ем-Еговская площадь; (б, в) — Маслиховское, (г) — Северо-Даниловское месторождения

Интересно, что 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. 5б) и даже бариевого полевого шпата или цельзиана (рис. 5в). На заключительном этапе гидротермальной деятельности из останавливающих гидротермальных растворов выделяются сульфиды, например, сульфид никеля в виде тонких длинных кристаллов (рис. 5г).

Таким образом, в отложениях баженовской и абалацкой свит коллекторы имеют единое вторичное (тектоно-гидротермальное) происхождение, поэтому их можно объединить в один верхнеурский продуктивный объект — **бажено-абалацкий комплекс**.

В настоящее время отсутствует методика выделения продуктивных или хотя бы просто нефтенасыщенных интервалов в верхнеурских отложениях по данным ГИС, что объясняется описанными выше особенностями вещественного состава отложений и механизмом формирования в них коллектора. Однако исследования, выполненные нами с помощью ядерно-магнитного релаксометра (ЯМР) на керне, поднятом из отложений баженовской свиты, показали, что ЯМР-спектры, полученные на образцах, отобранных из нефтенасыщенных участков, которые люминесцируют в ультрафиолетовом свете, явно отличаются от таковых, взятых из нелюминесцирующих («сухих») интервалов (рис. 6а и г). Люминесцирующие образцы оказались силицитами, состоящими из очень тонких прослоев радиоляритов и многочисленных комочек, сложенных мелкозернистым биогенным кремнеземом (рис. 6б и 6в). Пористость, определенная в отобранных образцах, по начальной амплитуде релаксационной кривой, изменяется от 2,7 до 6,0% (рис. 6г). Причём низкопористые образцы, имеющие пористость порядка 2,5–4,5% не люминесцируют в УФ-свете. Для них характерен узкий диапазон времени затухания сигнала поперечной релаксации (T_2) от 0,1 до 1,6–25,6 мсек. Напротив, люминесцирующие образцы имеют более высокую пористость (обычно около 5–6%) и более продолжительное время релаксации T_2 , достигающее 50–100 мсек (см. рис. 6г). То есть в этих образцах присутствуют более крупные поры, чем в нелюминесцирующих, и общий объём пустот, заполненных водородсодержащими флюидами, в них значительно (см. рис. 6г).

Полученные результаты свидетельствуют о том, что нефтенасыщенные интервалы в отложениях баженовской и абалацкой свит можно попытаться выделить с помощью ядерно-магнитного каротажа.

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. 7). В качестве дополнительных можно также использовать акустические и электрические методы [25, 51]. Выделенные плотные породы или пласти мы предлагаем называть потенциально продуктивными или сокращённо ППП [18–20, 22–25].

Используя данные ГИС, можно выделить ППП в составе верхнеурских отложений, определить их суммарную мощность, протяжённость и построить карту суммарных толщин ППП в пределах той или иной площади или месторождения [18–20, 22–25].

Однако полученная карта суммарных толщин ППП лишь свидетельствует о наличии потенциально возможных коллекторов, но не позволяет определить места, где реально присутствуют вторичные коллекторы, образовавшиеся в этих породах в результате тектоно-гидротермального воздействия.

Для решения этой задачи необходимо выделить зоны тектонического дробления, в пределах которых возможно формирование вторичных трещинных и трещинно-кавернозных вторичных коллекторов. Этую задачу можно решить на основе комплексирования данных сейсморазведки и результатов тектонофизического моделирования [18, 22, 24].

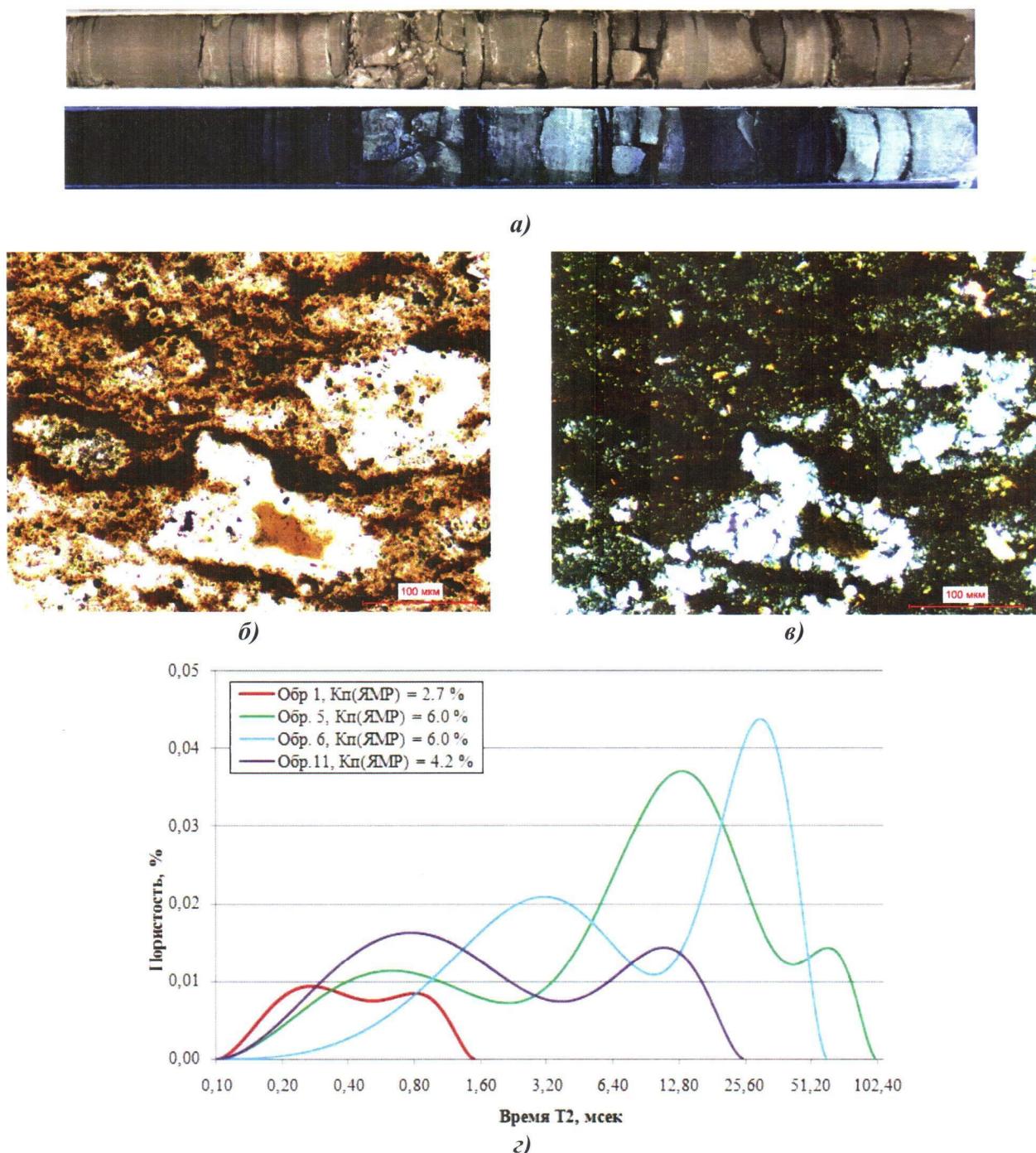


Рис. 6. Фотографии полноразмерного керна, снятые в обычном и ультрафиолетовом цвете (*a*), снимки прозрачных петрографических шлифов без анализатора (*b*) и с анализатором (*c*). ЯМР-спектры различных литологических типов пород (*d*), отобранных из интервала залегания баженовской свиты Тортасинского ЛУ (пояснения в тексте)

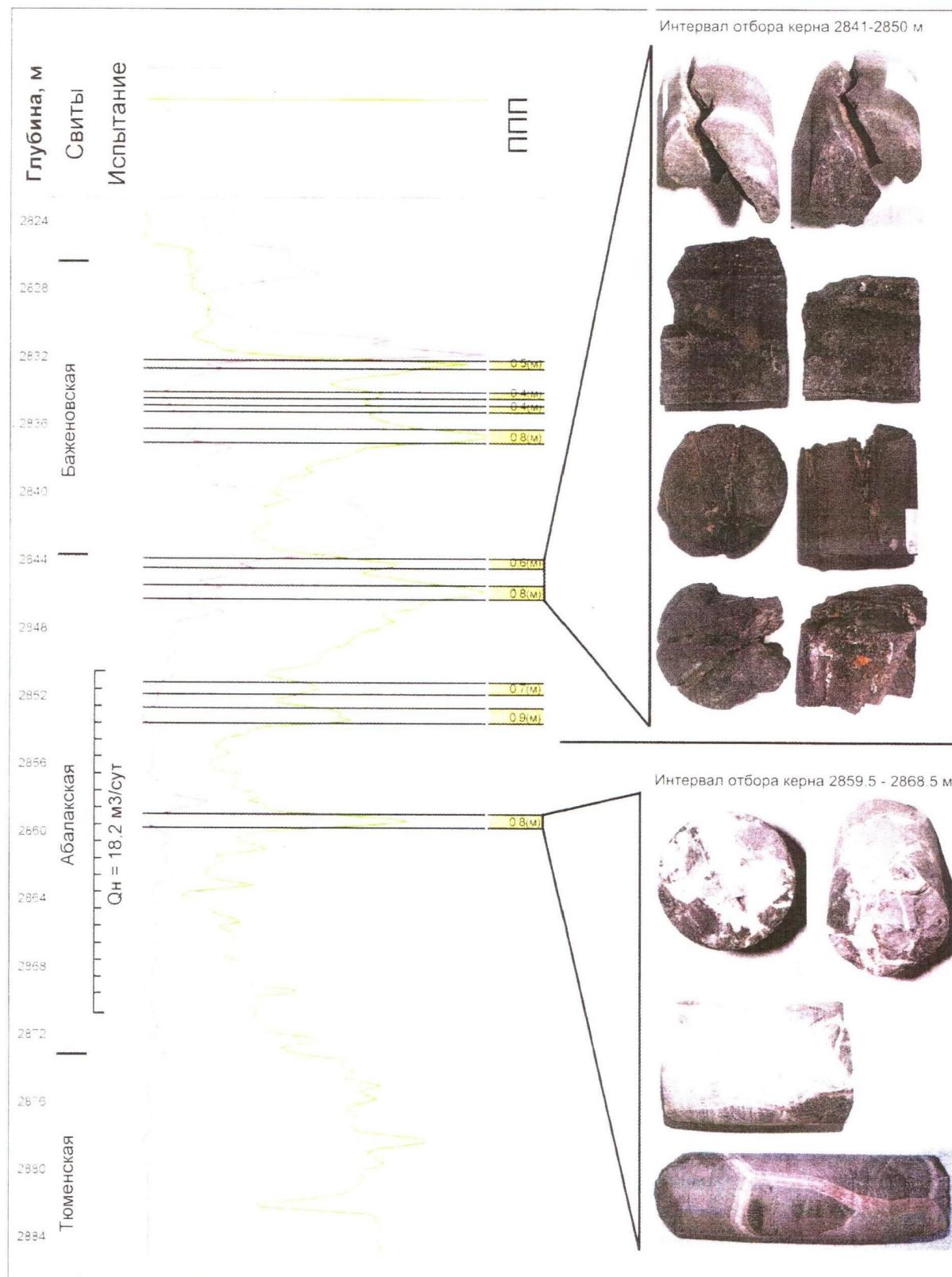


Рис. 7. Пример выделения потенциально продуктивных пластов в отложениях баженовской и абалакской свит, Назымская площадь, скв. 3000-Р по [24]

Для этого используются несколько опорных сейсмопрофилей для проведения двумерного моделирования и структурная карта по отражающему горизонту А (кровля фундамента) для трёхмерного моделирования (рис. 8).

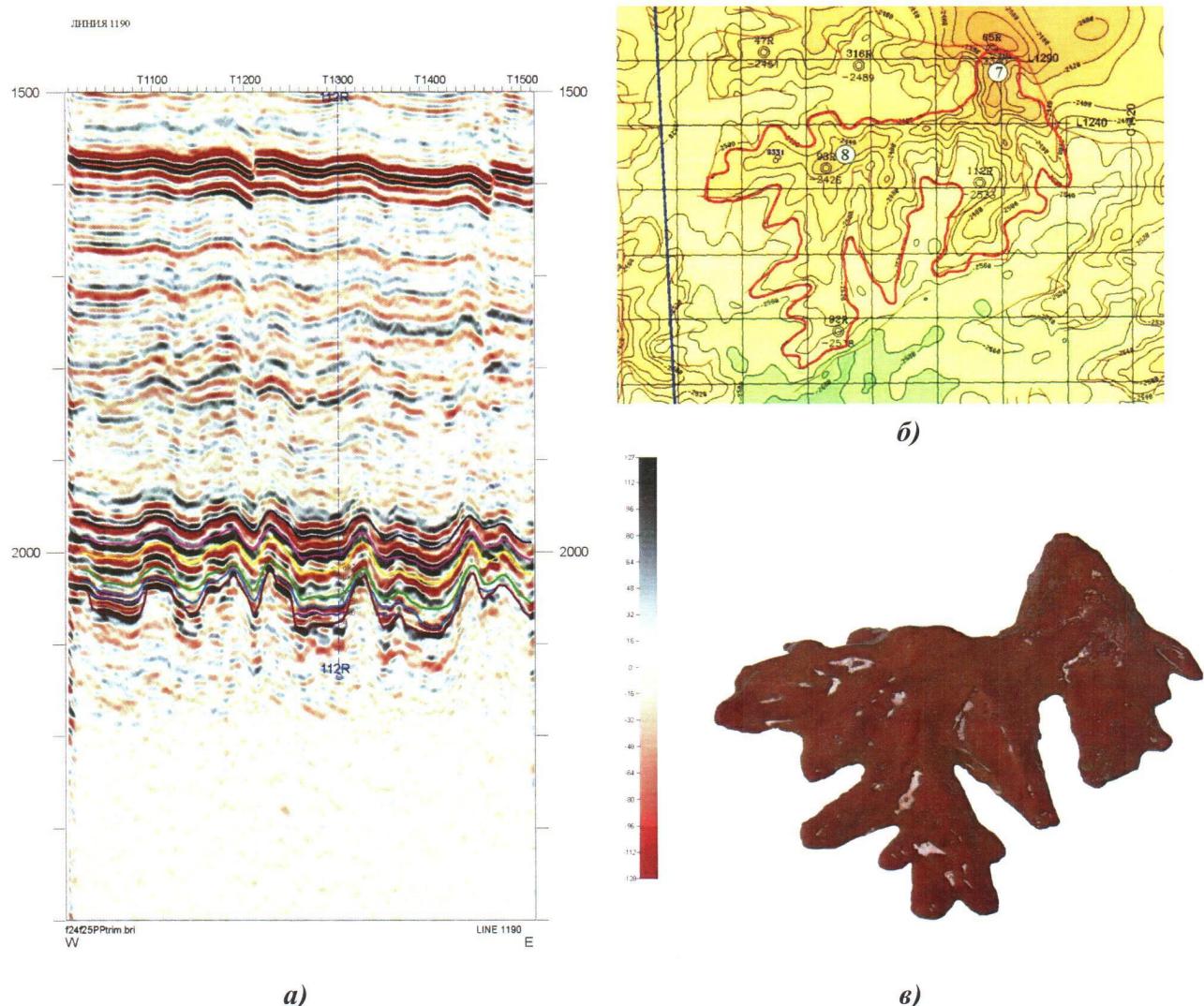


Рис. 8. Сейсмопрофиль, использованный для построения двумерных оптико-поляризационных и тектоно-седиментационных моделей (а), и фрагмент структурной карты по отражающему горизонту А (б), а также фотография модели, построенной на её основе для трёхмерного тектоно-седиментационного моделирования (в)

Тектонофизическое моделирование осуществляется двумя методами: оптико-поляризационным и тектоно-седиментационным [18, 22, 24].

Оптический метод исследования напряжений основан на явлении двойного лучепреломления 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 исследователей (Currie et al., 1962).

Точность оптического метода исключительно высока, поэтому он широко применяется при исследовании 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 аналогией внешнего нагружения и геометрическим подобием структурных форм (Фрохт, 1948, 1950).

Для большей выразительности картины напряженного состояния моделей вертикальный масштаб моделируемых структур несколько (в 10—15 и более раз) больше горизонтального. Несмотря на то, что в этом случае немного нарушается геометрическое подобие моделей природным объектам (в основном по углам наклона крыльев, не превышающих в реальных объектах 3—5°), тем не менее, это компенсируется сокращением горизонтальных размеров прогнозируемых в модели очагов трещиноватости.

В качестве эквивалентного материала при оптическом моделировании нами использовались 12—20-процентные водно-глицериновые растворы желатина (упруго-хрупкие и упругие тела). Модели отливались в специальных боксах, затем помещались в рабочую (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 изоклинов, возникающих в напряженной модели в результате двулучепреломления. Его величина, характеризуемая разностью хода лучей R , зависит от разности показателей преломления n и толщины модели d :

$$R = (n_1 - n_3)d \quad (1)$$

и связывается с разностью главных нормальных напряжений σ_1 и σ_3 следующим уравнением:

$$R = B_6(\sigma_1 - \sigma_3)d, \quad (2)$$

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

$$(n_1 - n_3) = B_6(\sigma_1 - \sigma_3), \quad (3)$$

где B_6 — коэффициент оптической активности материала по напряжению.

Таким образом, изохроматические полосы отвечают равным значениям разности показателей преломления $(n_1 - n_3)$ и, соответственно, равным значениям разности главных нормальных напряжений σ_1 и σ_3 , что составляет половину максимального касательного напряжения τ_{max} .

Картинны 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 $\sigma_1 = \sigma_3$, а $\tau_{max} = 0$, разделяющих области сжатия и растяжения.

Преимущества оптического метода использовались для выявления участков повышенных значений касательных напряжений τ_{\max} и прогноза находящихся 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 местонахождением предельных значений разрушающих напряжений в моделируемых объектах, на диаграммы наносились оба возможных их вида, образование которых зависит от конкретной геологической обстановки. При одностороннем сжатии прогнозируются сколы и отрывы, в зонах растяжения — отрывы, в зонах сдвигания — сколы и отрывы, что подтверждается возникновением последних в моделях по прогнозируемым направлениям.

В качестве примера рассмотрим результаты оптико-поляризационного моделирования, полученные с помощью сейсмовременного разреза, приведённого на рис. 8а.

До начала активного роста блоков в модели под её собственным весом сформировались две довольно крупные (над 3-м и 4-м блоками) и две мелкие (над первым и вторым блоками) зоны касательных напряжений (рис. 9а). Причём 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. 9а). 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 отложениям (см. рис. 9б). В межблочных пространствах сформировались восемь изотропных точек, в которых касательные напряжения равны нулю, а нормальные — одинаковы во всех направлениях (см. рис. 9б). 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 вздыmania максимальные концентрации напряжений сместились под действием давления от соседних блоков (см. рис. 9а и б).

Графическая интерпретация полученной окончательной изохроматической картины после роста всех пяти блоков представлена на рис 10а и 10б. Анализ распределения касательных напряжений позволил выявить участки с максимальными и повышенными их значениями, которые приурочены к присводовым частям антиклинальных блоков (см. рис. 10а). Однако они не симметричны относительно оси поднятий, а деформированы из-за взаимодействия напряжённых участков, возникших в результате 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 лишь 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. 10а). Вокруг этих точек возникновение трещин в осадках невозможно. Более того, эти точки формируются в участках всестороннего сжатия, поэтому осадки в этих участках уплотняются и их ФЕС заметно ухудшаются, а флюиды, находившиеся в их поровом пространстве, выжимаются в соседние, менее уплотнённые или в разуплотнённые, участки.

По ориентации изоклинов (темные полосы на рис. 9) несложно спрогнозировать расположение трещин отрыва (расширенные чёрные линии на рис. 10б) 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. 10б). Трещины, формирующиеся в участках с повышенными значениями касательных напряжений над поднятиями, имеют преимущественно субвертикальную ориента-

цию, а на их крыльях и в промежутках между поднятиями приобретают ориентацию от наклонной до субгоризонтальной. Лишь в самой нижней (прифундаментной) части модели их ориентация при переходе через вторую (нижнюю) изотропную точку вновь приобретает субгоризонтальную ориентацию (см. рис. 10б).

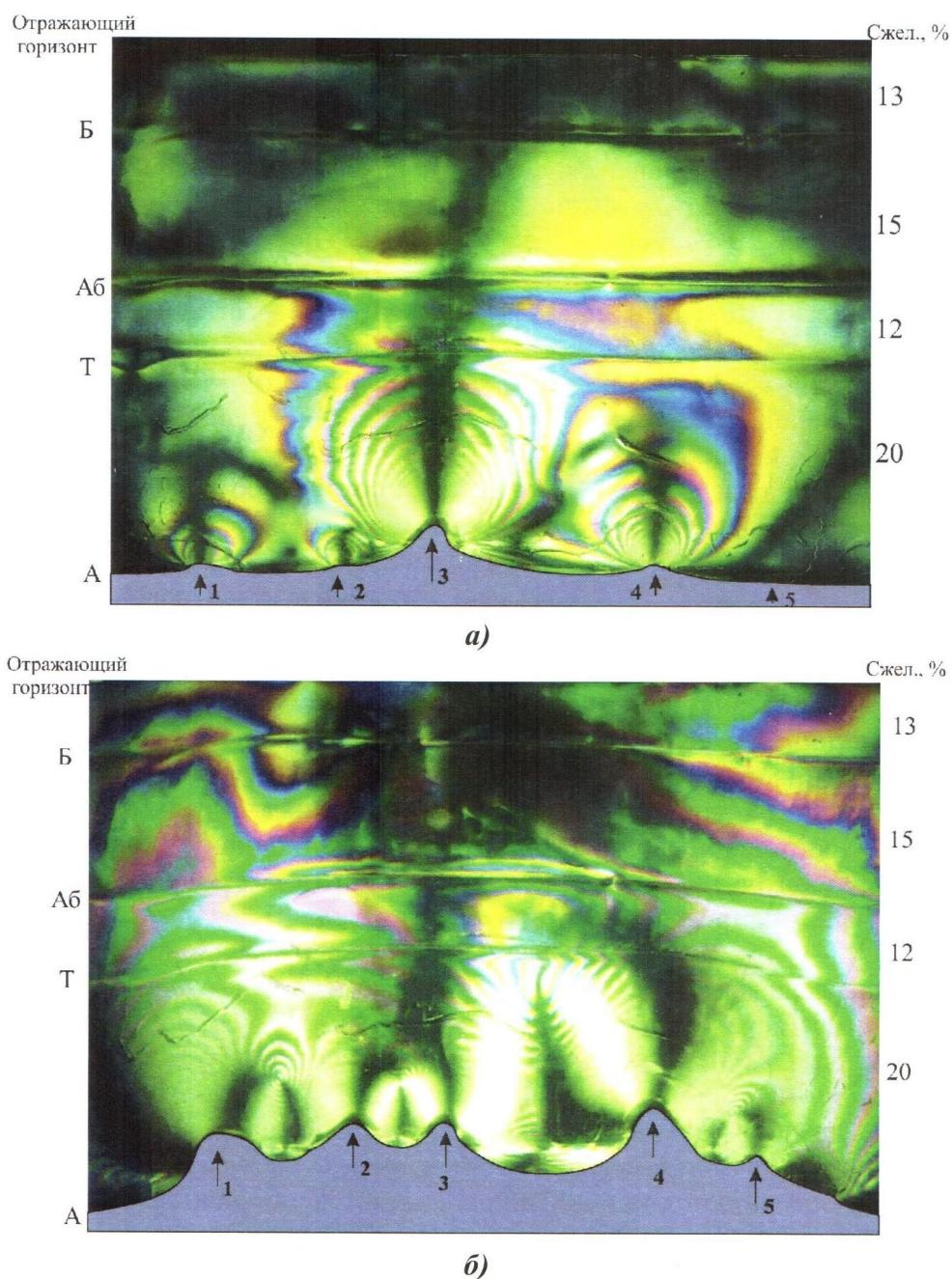


Рис. 9. Фотоизохроматические картины распределения касательных напряжений в многослойной разноплотностной модели, имитирующей разрез по отражающим горизонтам А-Т-Аб-Б при деформации поперечным поднятием антиклинальных блоков, отвечающих рельефу фундамента по сейсмопрофилю 1190 (см. рис. 8а).
а) распределение напряжений в модели под собственным весом (до начала роста блоков);
б) результирующая карта напряжений после окончания роста пяти антиклинальных блоков

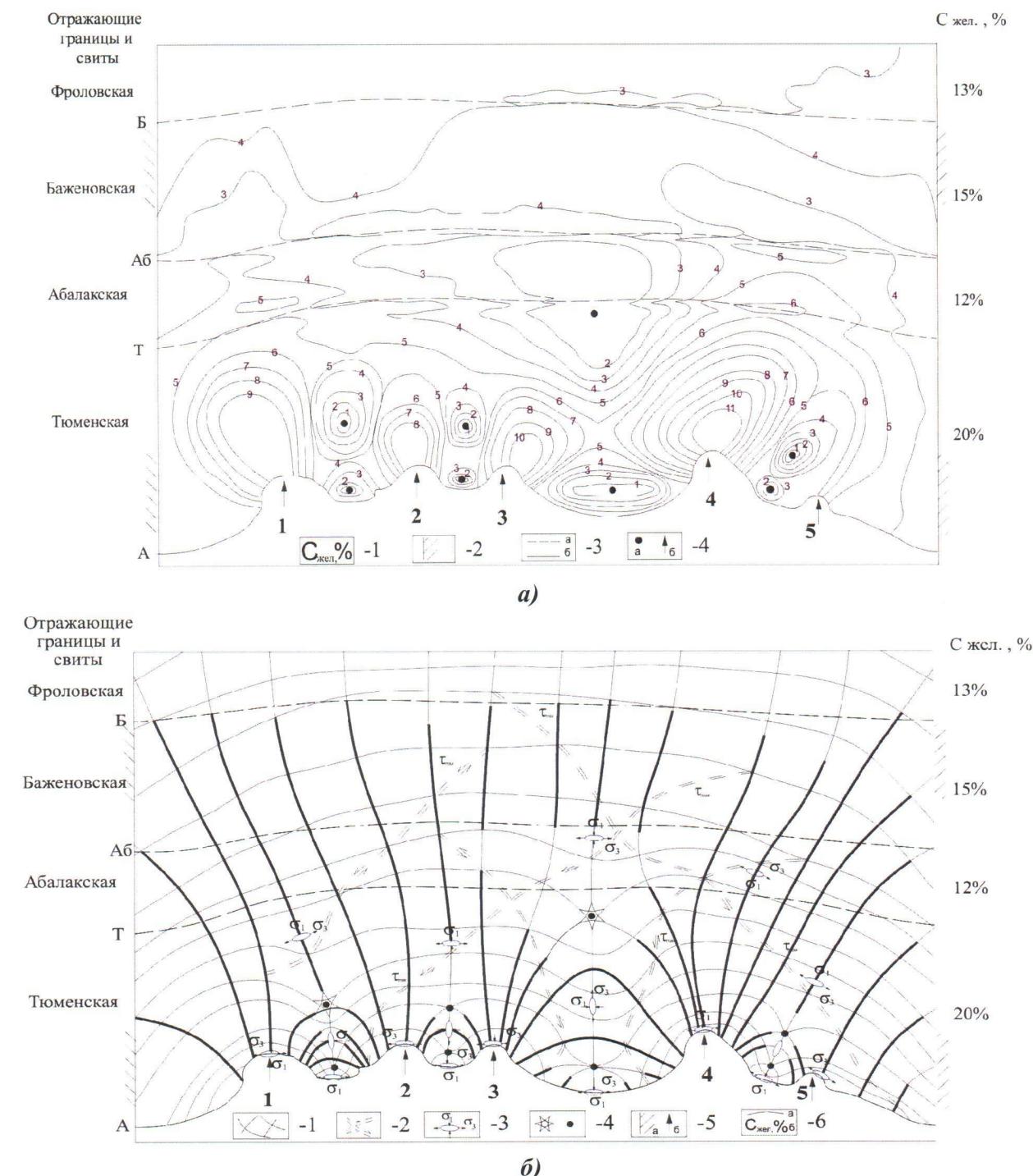


Рис. 10. Графическая интерпретация фотохроматической картины распределения касательных напряжений по отражающим горизонтам А-Т-Аб-Б по сейсмопрофилю 1190 (а) и положение трещинных зон (б) разрывного (жирная линия σ_1) и сдвигового (двойной пунктир τ_{\max}) напряжений над поднятием в фундаменте

Условные обозначения: 1 — траектория нормальных напряжений; 2 — траектория касательных напряжений и направлений движения; 3 — ориентация сжатия (σ_1) и растяжения (σ_3); 4 — изотропные точки и области всестороннего сжатия; 5 — жёсткие упоры (а), направления движения штампов (б); 6 — межслоевые разделы (а), концентрация желатина (б)

Таким образом, оптико-поляризационные многослойные модели позволяют определить характер распределения напряжений в различных входящих в них слоях в результате 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 [18, 22, 24].

Рассмотрим результаты двумерного и трёхмерного тектоно-седиментационного моделирования и прогноза трещинных дислокаций в слоях юрско-нижнеокомского комплекса на примере того же сейсмопрофиля и трёхмерного антиклинального блока (см. рис. 8).

Двумерное моделирование производилось в камерах с линейными размерами $50 \times 30 \times 10$ 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. Карбонатные пласти (ППП) моделировались чистым цементом.

Слои отлагались в несколько стадий в соответствии с литолого-стратиграфическим разрезом рассматриваемой площади (рис. 11а). 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 подъёма каждого из блоков фотографировалась сеть трещин, образовавшаяся на поверхности модели (см. рис. 11б и 11в).

После завершения роста блоков модель послойно разбиралась, причём каждый компетентный слой тщательно препарировался, для того чтобы изучить характер распределения трещин, определить их плотность, раскрыть и ориентацию (рис. 12).

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 нём, и, наоборот, чем тоньше компетентный слой, тем больше в нём плотность трещин. В целом, чем выше компетентный слой (или чем дальше он от вершины антиклинальных блоков), тем меньше плотность трещин и меньше их раскрытие (см. рис. 12).

Наиболее однозначно эта закономерность проявилась при препарировании трехмерной модели (рис. 13 а-д). На поверхности модели сформировалась сеть узких зон разуплотнения или просадок (см. рис. 13е), которые при сопоставлении их расположения с топографической картой этой площади совпали с руслами небольших речек, протоков или цепочками мелких озер.

С помощью программы анализа изображений («ВидиоТест») удалось получить надёжные 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. 14). По результатам выполненных расчётов было получено, что величина вторичной трещинной «пористости» уменьшается от 7,9%, в самом нижнем компетентном слое до 2,3% в самом верхнем, соответствующем кровельной части баженовской свиты (см. рис. 14).

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, строится структурно-прогнозная карта-схема размещения трещинных коллекторов в бажено-абалакском комплексе в пределах

исследуемой территории. На её площади выделяются прогнозные зоны трёх категорий: высокоперспективные, перспективные и слабоперспективные (рис. 15). Предполагается, что максимальные плотности вторичных (тектоногенных) трещин расположены вблизи осей выделенных зон (см. рис. 15).

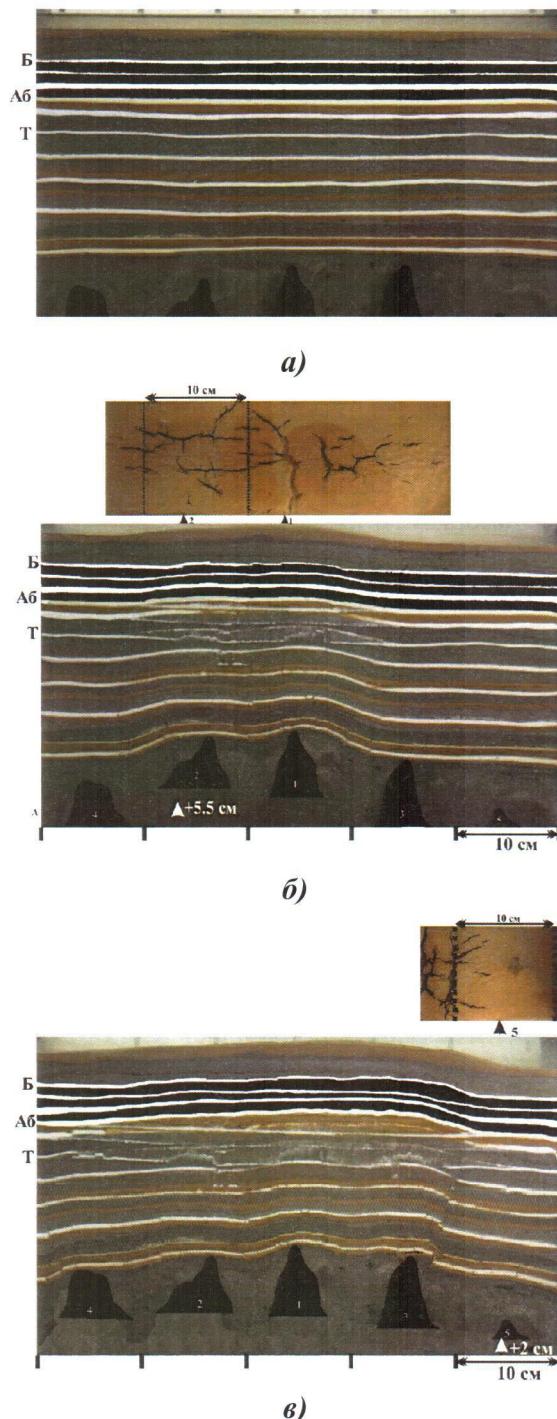


Рис. 11. Тектоно-седиментационная модель формирования антиклинальных структур, построенная по сейсмопрофилю 1190: **а)** — до начала роста блоков; **б)** — после подъёма первого и второго блоков; **в)** — после завершения роста всех 5 блоков.
(На врезке вверху приведены фотографии поверхности модели после роста блоков)

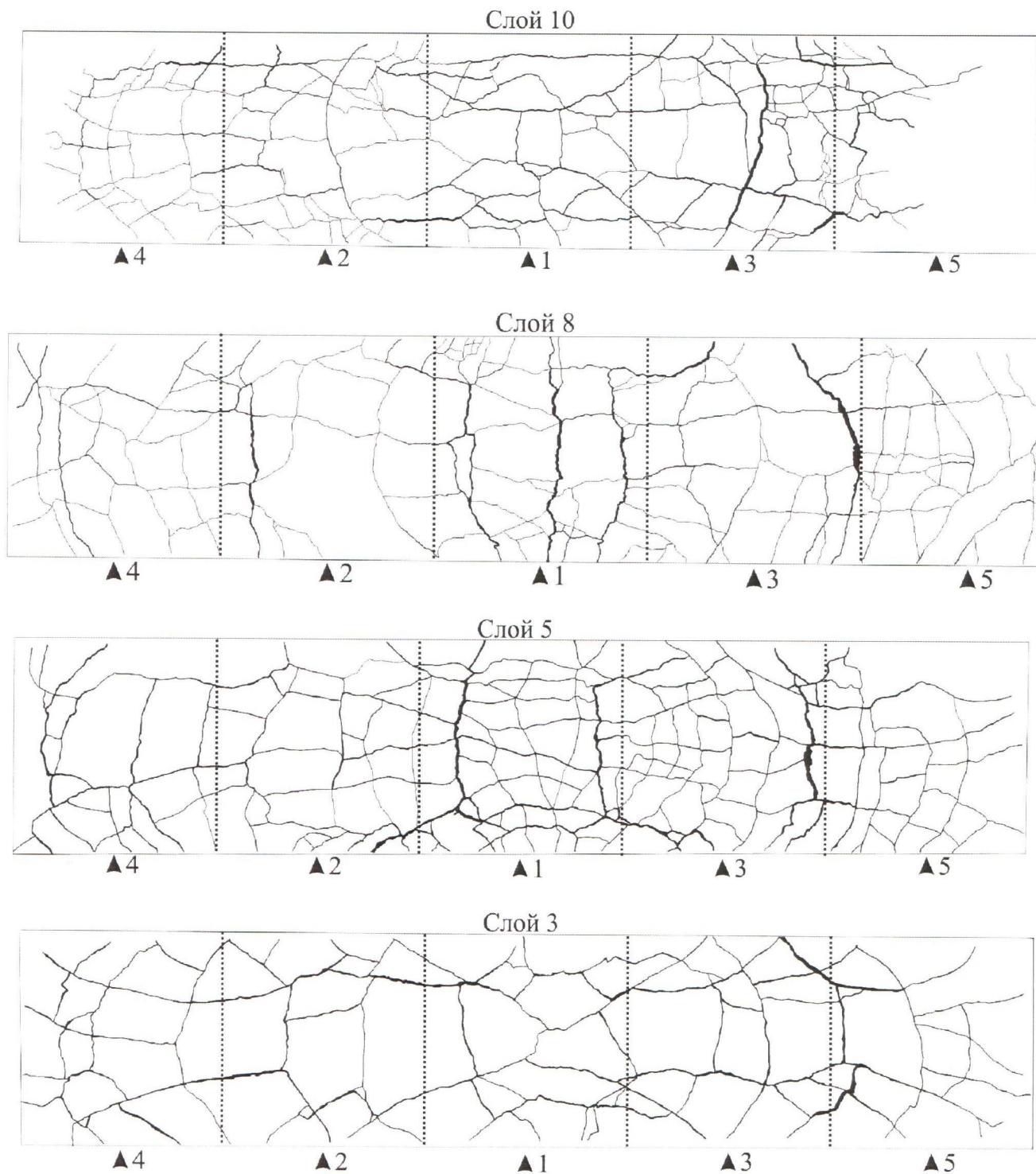


Рис. 12. Результаты препарирования компетентных слоёв, входящих в состав тектоно-седиментационной модели, построенной по сейсмопрофилю 1190; стрелками показаны положения вершин антиклинальных блоков, а пунктиром — десятисантиметровые зоны над ними

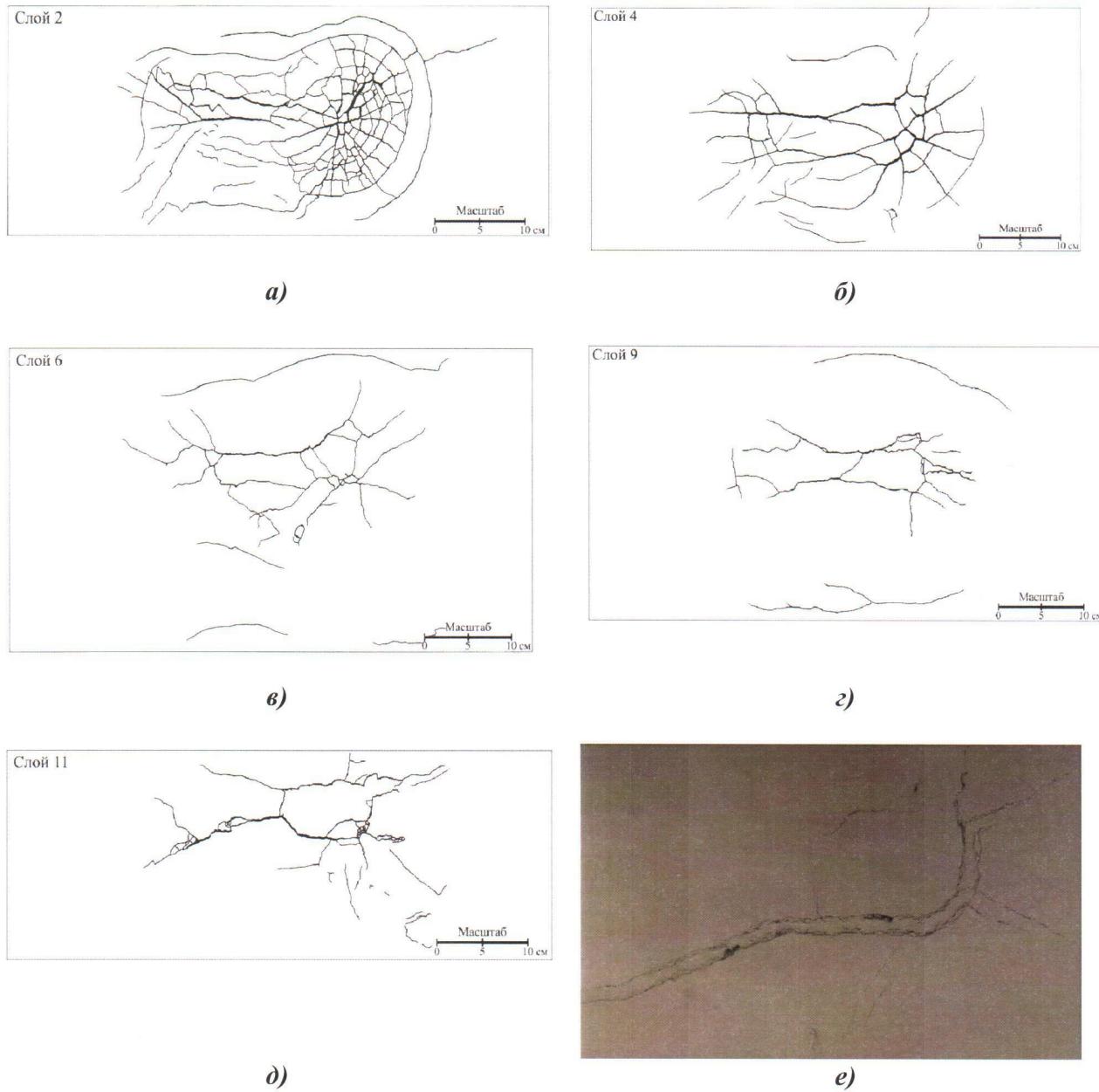


Рис. 13. Результаты препарирования компетентных слоёв, входящих в состав трёхмерной тектоно-седиментационной модели, построенной по фрагменту структурной карты по отражающему горизонту А (см. рис. 7б, в):
 а) — второй слой; б) — четвёртый слой;
 в) — шестой слой; г) — девятый слой; д) — 11-й слой;
 е) — фотография поверхности трёхмерной модели после окончания роста блока

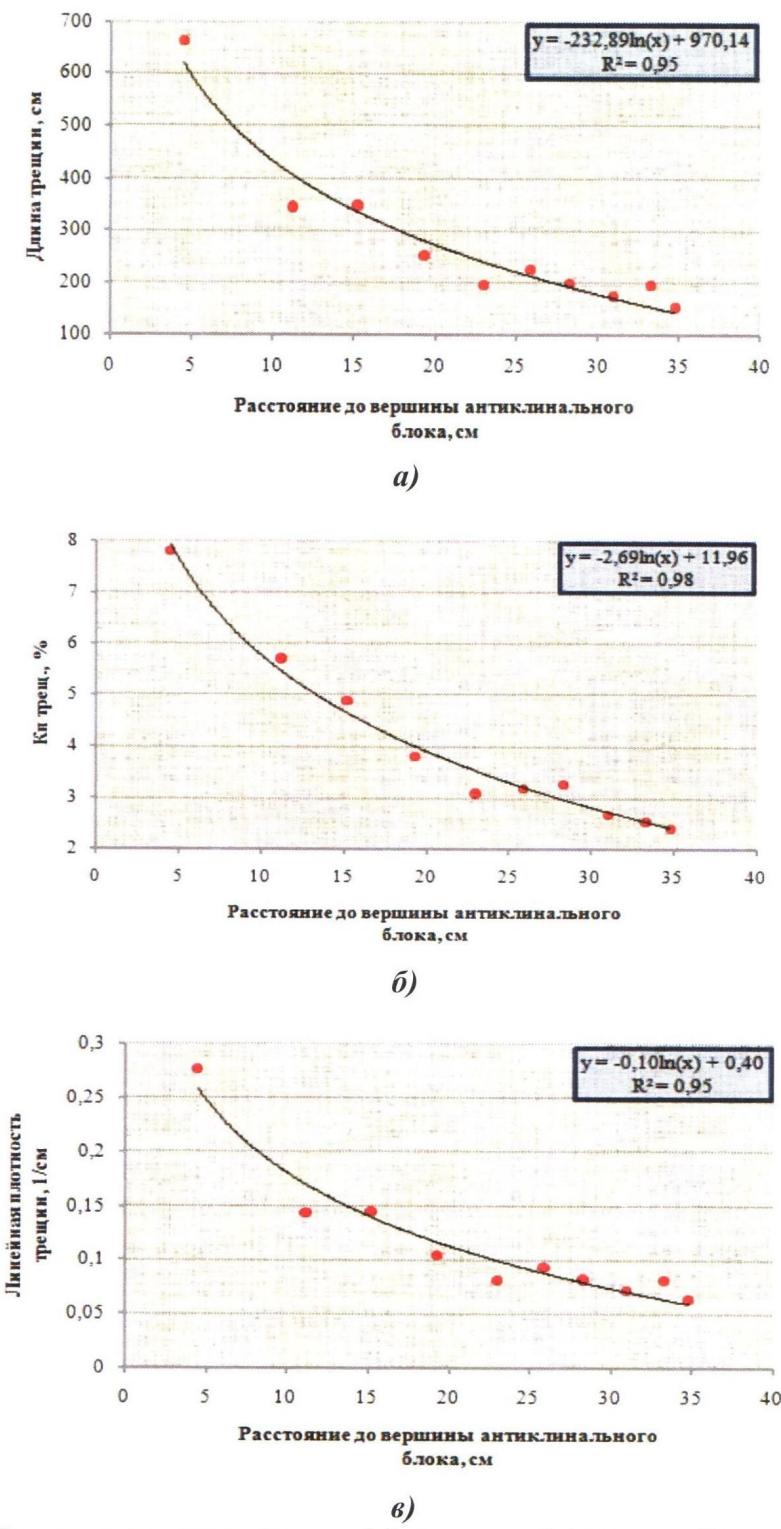


Рис. 14. Зависимость длины трещин (а), трещинной (двумерной) пористости (б) и линейной плотности трещин (в) от расстояния до вершины антиклинального блока, построенные по результатам обработки трещинных дислокаций, возникших в компетентных слоях трёхмерной тектоно-седиментационной модели вследствие роста антиклинального блока.

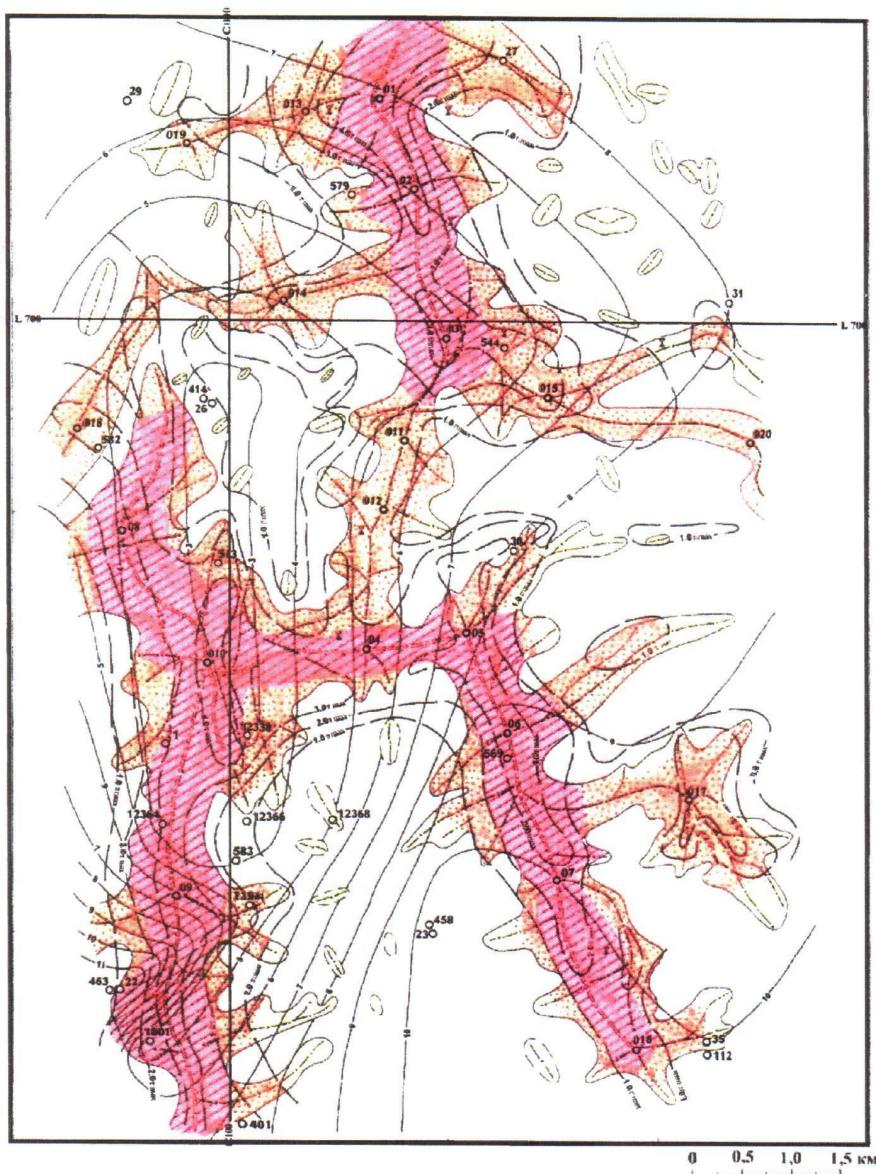


Рис. 15. Структурно-прогнозная схема размещения трещинных коллекторов в баженовской и абалакской свитах Восточно-Пальяновской площади по [18]

Условные обозначения:

Оси поднятий (амплитуда, м): - главных (>120); - второстепенных (60-120); - малоамплитудных или виноструктурных (10-60);

Зоны деструкции и формирования вторичных коллекторов выделенные по плотности трещиноватости в компетентных слоях абалакской (Аб) и баженовской (Б) свит в тектоно-седиментационных моделях:

- высокоперспективные; - перспективные; - малоперспективные;

Границы зон вероятного трещиннообразования и объемного разуплотнения пород в компетентных слоях Аб и Б, выделенные по уровням касательных напряжений в поляризационно-оптических моделях:

$1.0 \tau_{max}$ - низкие и нулевые уровни; $2.0 \tau_{max}$ - средние уровни; $3.0 \tau_{max}$ - высокие уровни; $4.0 \tau_{max}$ - критические уровни;

- изопахиты суммарной толщины потенциально продуктивных пластов (ППП), м;

Скважины: 112○ - пробуренные; 09○ - проектные.

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы.

1. Коллекторы в отложениях баженовской и абалакской свит имеют вторичное (тектоно-гидротермальное) происхождение и образуются в прочных, но хрупких разновидностях пород, которые мы назвали потенциально-продуктивными породами (сокращённо ППП).
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 псевдогранулярная ёмкость, к которой добавляется вторичная трещинно-кавернозная, сформированная тектоно-гидротермальными процессами.
5. Участие гидротермальных флюидов в формировании вторичных коллекторов подтверждается наличием на поверхности эпигенетических трещин и каверн разнообразных новообразованных минералов в форме хорошо огранённых кристаллов, таких как кварц, каолинит (диккит) кальцит, доломит, барито-кальцит, апатит, ангидрит, барит, бариевый полевой шпат (цельциан), а также сульфидов (пирит, галенит, никколит или миллерит (NiS) и самородный никель), плёнок и агрегатов сильно метаморфизованных хрупких и пластичных битумов, имеющих почти чёрный цвет.
6. Судя по образующимся минеральным ассоциациям, а также результатам термобарогеохимических исследований гидротермальные флюиды относятся преимущественно к средне- и низкотемпературным, характеризуются низкими значениями pH (кислая среда) и высокими значениями Eh (окислительные условия).
7. Выделение ППП в разрезах скважин в интервале залегания бажено-абалакского комплекса можно проводить с применением комплекса ядерно-физических, акустических и электрических геофизических методов.
8. Для выделения в разрезе верхнеюрских отложений нефтенасыщенных интервалов можно использовать ЯМК, так как по результатам исследований спектров ЯМР, полученных на образцах баженовской свиты, спектры «сухих» образцов однозначно отличаются от таковых у нефтенасыщенных образцов.
9. Прогноз зон распространения вторичных (тектоно-гидротермального происхождения) коллекторов осуществляется путём комплексирования данных сейморазведки и тектонофизического моделирования.
10. С помощью оптико-поляризационного метода определяются участки с повышенными концентрациями напряжений, расположение изотропных точек и уточняется ориентация трещин в пределах этих участков.
11. С помощью двумерных и трёхмерных тектоно-седиментационных моделей изучается механизм формирования трещин, определяется их плотность, раскрытость, величина трещинной «пористости» в зависимости от расстояния компетентных пластов (ППП) до вершины антиклинальных блоков в фундаменте.
12. На основе комплексирования результатов сейморазведки и данных тектонофизического моделирования строится прогнозная карта-схема расположения зон вторичной трещиноватости различной степени перспективности и намечаются 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. Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптединин Н.Д. Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения // Нефтяное хозяйство. — 1983. — № 10. — С. 27–31.
3. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности — новая нефтяная база СССР. — Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963. — 200 с.
4. Геология нефти и газа Западной Сибири. — М.: Недра, 1975. — 680 с.
5. Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных отложений Сибири // Труды СНИИГГиМС. — Вып. 118. — Новосибирск, 1971. — 83 с.
6. Гурари Ф.Г. О поисках нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской низменности // Труды СНИИГГиМС. — Вып. 17. — Л.: Гостоптехиздат, 1961. — С. 15–31.
7. Гурари Ф.Г., Гурари И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 1974. — № 5. — С. 36–40.
8. Гурари Ф.Г. Об условиях накопления и нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири // Труды СНИИГГиМС. — Вып. 271. — Новосибирск, 1979. — С. 153–160.
9. Добрынин В.М., Мартынов В.Г. Коллектор нефти в нефтематеринских глинистых толщах // Геология нефти и газа. — 1979. — № 7. — С. 36–43.
10. Добрынин В.М., Мартынов В.Г. Модель и основные параметры пластового резервуара баженовской свиты Салымского месторождения нефти // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири: Труды ИГИРГИ. — М., 1980. — С. 26–27.
11. 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.
12. Елисеев В.Г., Нестеров И.И. Перспективы нефтеносности глинистых отложений баженовской свиты // Труды ЗапСибНИГНИ. — Вып. 130. — Тюмень, 1978. — С. 155–157.
13. 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.
14. Зарипов О.Г., Ушатинский И.Н. Особенности формирования, строения и состава битуминозных отложений баженовской свиты в связи с их нефтеносностью // Труды ЗапСибНИГНИ. — Вып. 113. — Тюмень, 1976. — С. 53–71.
15. 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. научных трудов СибНИИНП. — Тюмень, 1982. — С. 132–144.
16. 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.
17. Зубков М.Ю. Критерии оценки региональных перспектив нефтеносности баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. — 1989. — № 5. — С. 26–30.
18. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М., Трухан Я.А. и др. Прогноз углеводородных залежей в трещинных коллекторах 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.
19. 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.
20. 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.
21. Зубков М.Ю., Прямоносова И.А. Нефте- и газогенерационный потенциалы баженовской свиты // Геохимия. — 1988. — № 3. — С. 386–392.
22. Зубков М.Ю., Пормейстер 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 Пятой научно-практической конференции. — Т. 1. — Ханты-Мансийск, 2002. — С. 244–253.
23. Зубков М.Ю. Состав, строение и условия образования пород баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Литология и полезные ископаемые. — 2001. — № 1. — С. 37–48.
24. 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 Одиннадцатой научно-практической конференции. — Т. 2. — Ханты-Мансийск, 2008. — С. 64–81.
25. Зубков М.Ю. Типы коллекторов и акустические свойства пород, слагающих отложения баженовской и абалакской свит (Западная Сибирь) // Горные ведомости. — 2013. — № 12 (115). — С. 32–49.
26. Карпов Г.А. Современные гидротермы и ртутно-сурмяно-мышьяковое орудинение. — М.: Наука, 1988. — 183 с.
27. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири/Под ред. Т.В. Дорофеевой. — Л.: Недра, 1983. — 132 с.
28. Клубова Т.Т., Климушина Л.П., Медведева А.М. Особенности формирования залежей нефти в глинах баженовской свиты Западной Сибири // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири: Труды ИГИРГИ. — М., 1980. — С. 128–147.
29. Кольцов А.Б. Особенности флюидного режима гидротермальных систем в углеродосодержащих толщах // Геохимия. — 1990. — № 3. — С. 336–345.
30. Конышева Р.А., Сахибзареев Р.С. О природе емкости в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // ДАН СССР. — 1976. — Т. 228. — № 5. — С. 1197–1199.
31. Корж М.В., Филина С.И. Особенности литогенеза аргиллитов баженовской свиты и возможный механизм образования в них залежей нефти // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири: Труды ИГиРГИ. — М., 1980. — С. 618.
32. 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.
33. 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.
34. Кривошеева З.А., Соколов Б.А. Образование нефтяных залежей в глинистых толщах в результате разуплотнения // Геология нефти и газа. — 1980. — № 1. — С. 26–29.
35. Крылов И.А., Орёл В.Е., Филина С.И. Особенности промышленной нефтеносности пород баженовской свиты // Нефтегазовая геология и геофизика. — М., 1980. — № 8. — С. 15–17.
36. 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.

37. Микуленко К.И. Перспективы нефтегазоносности отложений баженовской свиты центральных и южных районов Западно-Сибирской плиты // Труды СНИИГГиМС. — Вып. 194. — Новосибирск, 1974. — С. 37–41.
38. Набоко С.И. Формирование современных гидротерм и метаморфизм растворов и пород // Вопросы вулканизма. Труды Первого Всесоюзного вулканологического совещания. 23 сентября — 2 октября 1959 г. — М.: Изд-во АН СССР, 1962. — С. 52–62.
39. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Зеличенко И.А. и др. Геохимические особенности процессов нефте- и газообразования в отложениях баженовской свиты Западно-Сибирской низменности // Известия АН СССР. Сер. «Геология». — 1980. — № 2. — С. 5–16.
40. Несторов И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. — 1979. — № 10. — С. 26–29.
41. Несторов И.И. Нефтеносность битуминозных глин баженовской свиты Западной Сибири // Советская геология. — 1980. № 11. — С. 3–10.
42. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Труды СНИИГГиМС. — Вып. 50. — Новосибирск, 1967. — С. 223.
43. Новиков Г.Р., Салманов Ф.К., Тян А.В. Перспективы открытия крупных залежей нефти в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты // Нефть и газ Тюмени. — Вып. 1. — Тюмень, 1979. — С. 1–3.
44. Панченко Л.Т., Береснев Н.Ф. О некоторых особенностях геологического строения баженовской свиты Салымского нефтеносного района // Проблемы нефти и газа Тюмени. — Вып. 16. — Тюмень, 1973. — С. 1–4.
45. Салымский нефтегазоносный район: Сб. научных трудов ЗапСибНИГНИ./Под ред. И.И. Несторова. — Вып. 41. — Тюмень, 1970. — 314 с.
46. Сафина Н.П., Анкушева Н.Н., Мурzin В.В. Физико-химические условия формирования барита из рудных фаций Сафьяновского медно-цинково-колчеданного месторождения, Средний Урал // Литосфера. — 2012. — № 3. — С. 110–126.
47. Сверчков Г.П. Нефтегазоносность западной части Западно-Сибирской низменности // Геология и нефтегазоносность запада Западной Сибирской низменности: Труды ВНИГРИ. — 1959. — Вып. 114. — С. 312–354.
48. Свищев М.Ф., Садыков М.М., Каптепинин Н.Д. и др. Гидродинамические особенности продуктивных пластов баженовской свиты Салымского нефтяного месторождения // Труды Гипротюменнефтегаз. — Вып. 35. — Тюмень, 1973. — С. 239–252.
49. Скоробогатов В.А., Краснов С.Г. Некоторые критерии перспектив нефтегазоносности баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 1984. — № 3. — С. 15–19.
50. 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.
51. Скрылев С.А., Чуйко А.И., Зубков М.Ю. Опыт и проблемы применения геофизических методов при изучении залежей нефти в абалакской свите Красноленинского месторождения // Научно-технический вестник «Каротажник». — Тверь: ГЕРС, 1997. — Вып. 41. — С. 49–58.
52. Терещенко Ю.А. Резкая аномалия пластовых давлений на Салымском месторождении в Западной Сибири и ее возможная природа // МОИП. Отд. геологии. — 1972. — Вып. 47. — № 5. — С. 219–222.
53. Трофимук А.А., Карагодин Ю.Н. Баженовская свита — уникальный природный резервуар нефти // Геология нефти и газа. — 1981. — № 4. — С. 29–33.

54. Ушатинский И. Н. Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири // Советская геология. — 1981. — № 2. — С. 11–22.
55. Халимов Э. М., Мелик-Пашаев В. С. О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите // Геология нефти и газа. — 1980. — № 6. — С. 1–10.
56. Щепеткин Ю. В., Шугурова Н. А. Газовая среда вторичного минералообразования нефтегазоносных отложений мезозоя Западной Сибири // Геохимия сложнопостроенных месторождений нефти и газа: Сб. научных трудов. — Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1988. — С. 116–126.