



М.Ю. Зубков
канд. геол.-мин. наук
ООО «ЗапСибГЦ»¹
директор
РОО «Ядерно-геофизическое общество»
старший научный сотрудник
вице-президент
ZubkovMYu@mail.ru

Подсчет запасов нефти в бажено-абалакском комплексе. Проблемы и пути их решения

¹Россия, 625002, Тюмень, ул. Сургутская, 11, корп. 4/9.

Некоторые крупные нефтяные компании приступили к разработке залежей нефти, присутствующей в составе бажено-абалакского комплекса (БАК). Однако в настоящее время отсутствует общепринятый руководящий документ, позволяющий осуществлять адекватный подсчет запасов в этом сложном в геологическом отношении объекте. Часть исследователей считает необходимым разделить баженовскую и абалакскую свиты и проводить подсчет запасов нефти в каждой из свит, другие настаивают на том, что считать запасы следует в обеих свитах, что аргументируется сложностью однозначного проведения границы между свитами, а также из-за широкого использования метода гидроразрыва пласта, в результате которого трещины гидроразрыва гарантированно проникают в осадки обеих свит. До сих пор нет однозначного представления о типах коллекторов, входящих в состав БАК и механизме их формирования, а также способах прогноза и выделения перспективных участков в пределах тех или иных месторождений, площадей и лицензионных участков, что затрудняет осуществление кондиционного подсчета запасов в пределах выбранных территорий. В статье обосновывается необходимость объединения баженовской и абалакской свит в единый подсчетный объект. Рассматриваются типы коллекторов, входящих в состав обеих свит и их коллекторские свойства, механизм их образования, критерии для осуществления локального прогноза перспективных для поисков нефтяных залежей участков в БАК на основе комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования, которые позволяют определить площадь прогнозируемых залежей УВ в БАК. Кроме того, на основе полученных экспериментальных данных рассматривается возможность образования наряду с органогенной также и неорганической («ювенильной») нефти в БАК

Ключевые слова: баженовская свита; абалакская свита; коллекторские свойства; типы коллекторов; потенциально-продуктивные пласты; тектоно-гидротермальные процессы; тектонофизическое моделирование; перспективные зоны

Получение в 1968–1969 гг. на Салымском месторождении высокодебитных притоков из баженовской свиты (БС), которая до этого считалась региональным флюидоупором и нефтематеринской свитой, поставила перед геологами-нефтяниками непростую задачу – разобраться с механизмом формирования в этих отложениях коллекторов и на этой основе осуществлять прогноз их распространения, а затем и подсчет запасов содержащихся в ней углеводородов.

Первоначально считалось, что коллекторами в БС являются листоватые аргиллиты или баженины (по терминологии И.И. Нестерова-старшего), емкостное пространство в которых сформировалось благодаря явлению флюидо-разрыва, связанного с генерацией исходным органическим веществом ($ОВ_{исх}$), входящим в состав свиты, жидких и газообразных УВ (Ф.Г. Гурари, И.Ф. Гурари [4], Т.В. Дорофеева, Б.А. Лебедев, Т.В. Петрова [6], С.Г. Краснов, Т.В. Дорофеева, Б.А. Лебедев [15], И.И. Нестеров [17], В.А. Скоробогатов, С.Г. Краснов [21] и многие другие).

На большей части площади Западной Сибири БС находится в зоне нефтегенерации, поэтому, используя эту модель образования в ней вторичных коллекторов, следовало бы ожидать, что она должна быть почти повсеместно нефтеносной (за исключением периферийных районов), однако это совсем не так. Продуктивные скважины расположены в определенных локальных участках, причем даже соседние скважины, пробуренные на расстоянии порядка нескольких сотен метров от них, часто оказываются «сухими». Следовательно, этот механизм формирования коллекторов и УВ залежей в БС нельзя признать достоверным.

В это же время, сформировалось альтернативное представление, в соответствии с которым коллектор в БС относится к трещинному типу. Это представление основывалось на результатах испытаний БС, а именно на факте быстрого падения пластового давления в процессе испытания скважин (В.И. Белкин, Е.П. Ефремов, Н.Д. Каптелинин [1], Г.Э. Прозорович, А.П. Соколовский [19], Ю.А. Терещенко [22], Э.М. Халимов, В.С. Мелик-Пашаев [26] и др.). Однако это представление носило скорее декларативный характер, т.к. не позволяло осуществлять прогноз продуктивных зон и тем более, проводить подсчет запасов УВ в БС.

Несмотря на отсутствие общепринятого представления о типе или типах коллекторов в БС, в начале 80-х годов прошлого века была осуществлена первая попытка подсчета запасов в свите двумя крупными и во многом альтернативными организациями – Мингео и Мин-

нефтепромом. Ответственным от Мингео был «ЗапСибНИГНИ», а от Миннефтепрома – «СибНИИМП». Представленные в ГКЗ оценки запасов от этих организаций отличались в несколько раз, а потому не были утверждены в ГКЗ.

Оценки запасов в свите объемным методом предпринимались еще несколько раз, но также не были приняты в ГКЗ из-за отсутствия ясного представления авторами этих работ о коллекторских свойствах продуктивных интервалов, их мощности и площади распространения.

Были осуществлены также попытки оценить запасы УВ в БС методом материального баланса, но они также были отвергнуты в ГКЗ, т.к. оказалось, что часто новые скважины, пробуренные неподалеку от уже действующих, при их запуске в эксплуатацию резко снижали дебиты в уже действующих скважинах. А на первых скважинах, вскрывавших продуктивные зоны в БС, к сожалению, темпы падения давления от времени эксплуатации не фиксировались, поэтому метод материального баланса использовать не удалось.

Абалакская свита (АС) долгое время находилась «в тени» своей более знаменитой соседки, однако постепенно выяснилось, что карбонатные слои, входящие в её состав, также являются продуктивными. Причем в ряде случаев из них получают гораздо более значительные притоки, чем из БС, что особенно характерно для Красноленинского месторождения.

Постепенное накопление геолого-геофизической и литолого-петрофизической информации позволило обосновать новые более адекватные представления о типах коллекторов в составе обеих свит, их происхождении и выделении по данным ГИС, сейсморазведки и тектонофизического моделирования [8, 9, 11]. Эти новые данные позволили не умозрительно, а на основе нового фактического (включая экспериментальный) материалов подойти к решению проблемы с подсчетом запасов в БАК.

Результаты исследований

Выделение в осадочном разрезе отложений БС по данным ГИС оказалось непростой задачей. Если верхнюю границу большинство исследователей выделяют достаточно уверенно (обычно по увеличению гамма-активности и росту электрического сопротивления), то с нижней границей все оказалось не так однозначно. Дело в том, что на границе БС и АС многими скважинами вскрывался сравнительно мощный карбонатный пласт (толщиной до 2,5 м), которому В.И. Белкин [1] присвоил индекс KC_1 (коррелируемый слой 1). Именно из этого пласта в ряде скважин были получены высокодебитные при-

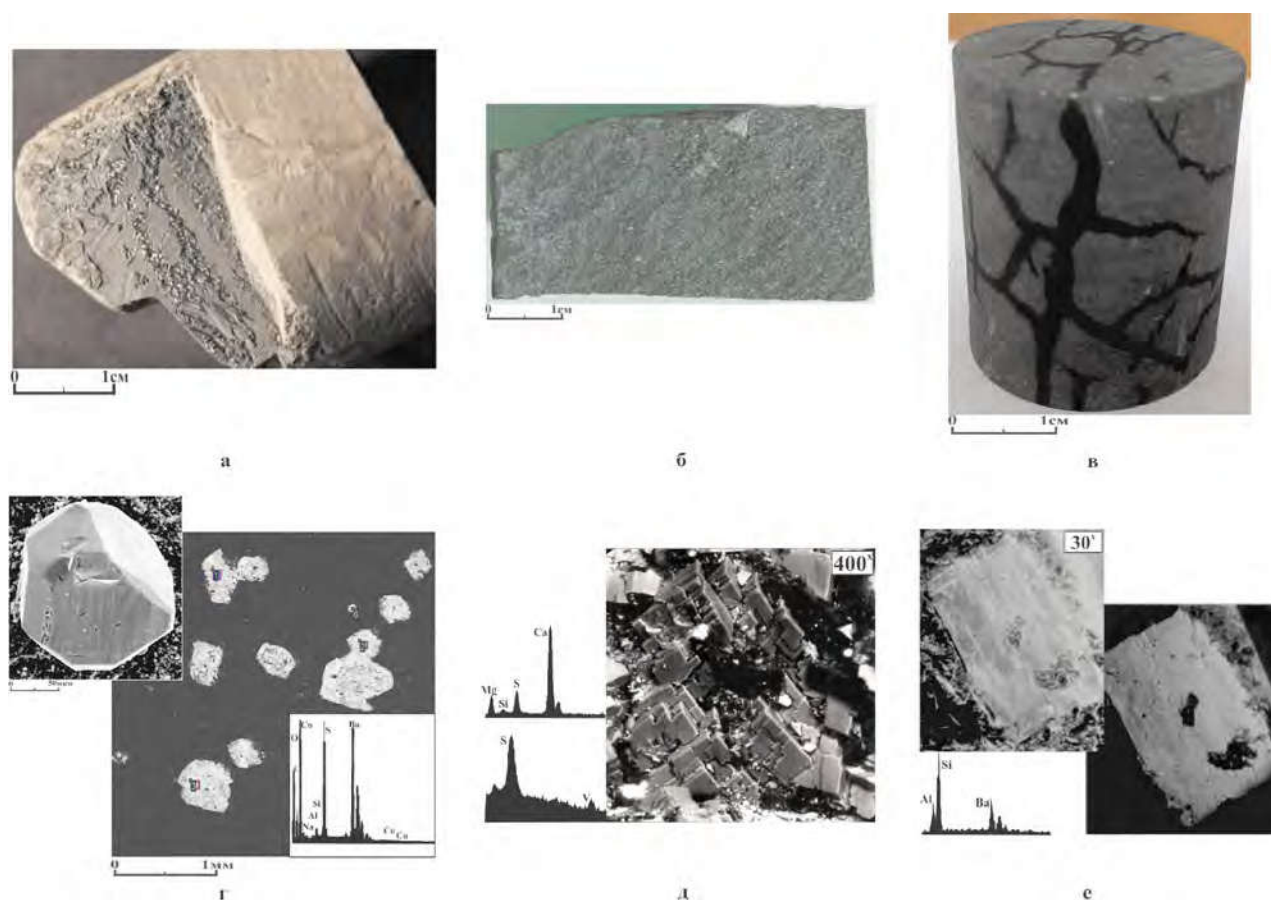


Рис. 1.

Фотографии трещиноватых силицитов (а – в) и снимки РЭМ поверхности трещин с образовавшимися на них гидротермальными минералами и тиобитумом (г – е): а – трещина, поверхность которой покрыта тонкой пленкой тиобитума; б – поверхность трещины, покрытой тиобитумом и мелкими кристаллами гидротермального кварца; в – образец с трещинами, насыщенными керосином; г – увеличенный фрагмент поверхности трещины с кристаллами барита и их элементный спектр; д – кристаллы гидротермального магнезиального кальцита с пленками ванадиеносного тиобитума на поверхности трещины и их элементные спектры; е – кристалл гармотома (и его элементный спектр), местами покрытый пленками тиобитума, снятый в обычном (слева) и КОМПО (справа) режимах

токи нефти и конденсата, поэтому оказалось принципиальным – к какой свите его отнести. Часть исследователей постаралась включить его в состав БС, другая – в АС, третьи предложили отнести этот пласт (чтобы избежать споров) к некоей переходной зоне. Правда, все равно при раздельном подсчете запасов в АС и БС возникают вопросы – к какой из свит его относить и где проходит нижняя граница баженновской свиты? Логичным представляется объединить две свиты в один подсчетный объект – БАК, чтобы избежать неопределенности в проведении границы между этими свитами, тем более что, как мы увидим позднее, формирование коллекторов в обеих свитах происходило в одно и то же время и имело одинаковое (тектонно-гидротермальное) происхождение [8, 9, 11]. Кроме того, при разработке верхнеюрских отложений активно применяется метод гидроразрыва пласта (ГРП), при котором высота формирующейся трещи-

ны составляет около 70–80 м, т.е. сопоставима с мощностью всего БАК, а не только БС.

При проведении подсчета запасов объемным методом в БАК кроме выделения интервала его залегания, т.е. его мощности, необходимо сделать следующее:

- установить типы коллекторов в его составе;
- установить их происхождение;
- оценить их емкостные свойства;
- оценить их мощность и площадь распространения;
- установить или спрогнозировать границы, в пределах которых в БАК формируются УВ залежи.

Начнем с типов коллекторов, присутствующих в составе БС и их происхождения. Первыми рассмотрим кремнистые разновидности пород-коллекторов, представленных *силицитами*, *радиоляритами* и *гидротермальными силицитами*.

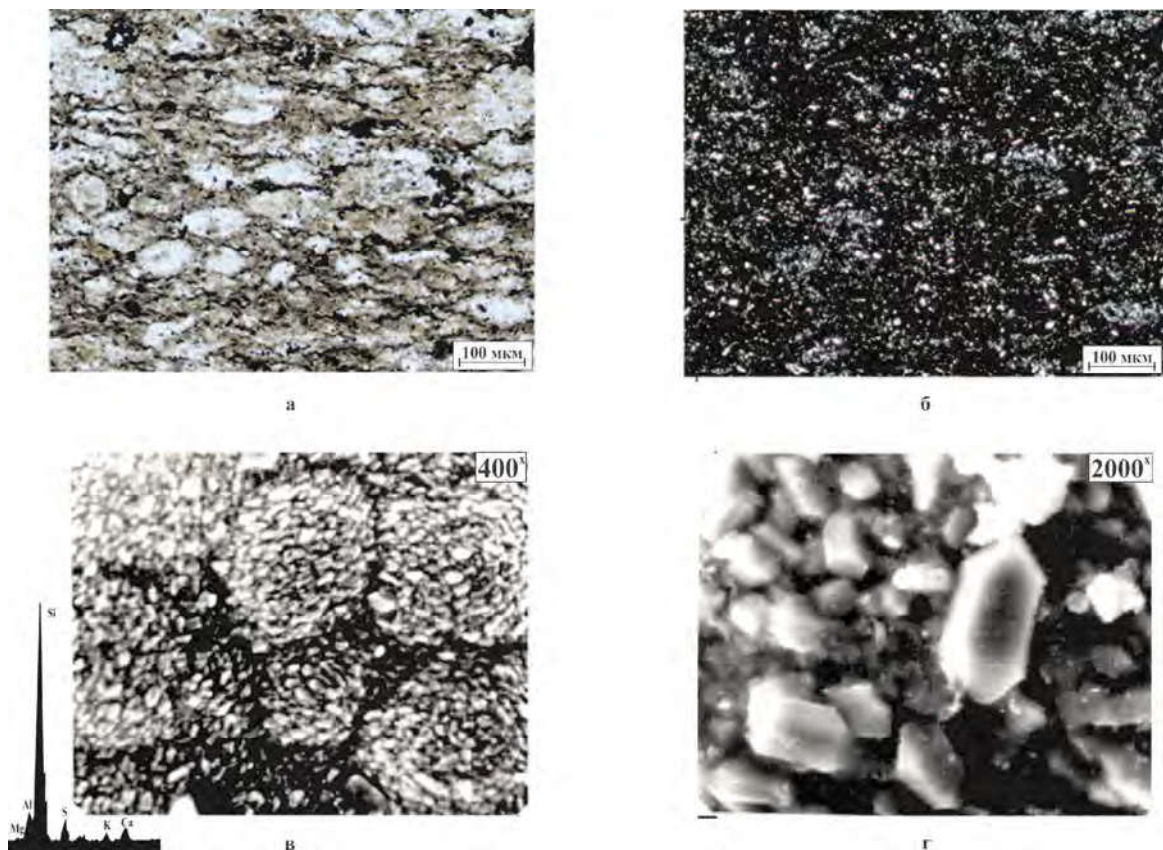


Рис. 2. Фотографии прозрачного петрографического шлифа силицита, снятого без (а) и с (б) анализатором, а также снимки РЭМ его поверхности при разных увеличениях с элементным спектром, полученным с его поверхности (в, г)

Силициты – широко распространенный тип пород в составе БС, сложенный преимущественно биогенным аутигенным кремнеземом, содержание которого превышает 60–70%. В этом типе пород в результате тектоно-гидротермального воздействия формируется вторичный коллектор трещинного типа (**рис. 1а–1в**). На поверхности возникших трещин часто отлагаются тонкие пленки термически преобразованного гидротермальными флюидами (ГФ), т.е. метаморфизованного, битума (Бит) с высоким содержанием серы (тиобитума) и мелкокристаллические эпигенетические минералы гидротермального происхождения, представленные кварцем, кальцитом, доломитом, баритом, ангидритом, гармотомом, каолинитом, диккитом и другими разновидностями, включая сульфиды (**рис. 1б, 1г–1е**). Часто Бит является цементом, скрепляющим отдельные раздробленные части образцов, из-за чего в процессе экстракции, т.е. удаления Бит из их порового и трещинного пространства, они разрушаются.

Силициты представляют собой микропролиты (продукты жизнедеятельности раков-эвфаузиид), питавшихся, скорее всего, преимущественно диатомеями. Микропролиты сложены очень плохо ограниченными микроско-

пическими кристаллами кварца, в которые под действием ГФ превратился исходный биогенный кремнезем, в порах между микрокристаллами кварца присутствует тиобитум (**рис. 2**) [8, 10, 11].

Пористость силицитов обычно не превышает 2–3%, и их массивные разновидности практически непроницаемы, только появление в них тектоногенной трещиноватости превращает их в коллектор трещинного типа (**рис. 1а–1в**). Трещинная «пористость» в силицитах, сохранивших свою целостность при изготовлении из них цилиндров, изменяется от 0,2 до 3,6% (в атмосферных условиях). В более хрупких разновидностях определить трещинную пористость проблематично, т.к. они, как правило, распадаются по этим трещинам на отдельные куски, и традиционным способом определяется пористость лишь их матрицы. Тем не менее, используя размеры образующихся на поверхности трещин кристаллов различных минералов, можно оценить раскрытость самых крупных трещин, которая в среднем составляет 0,05–0,2 мм (**рис. 1г–1е**).

Радиоляриты представляют собой псевдогранулярный коллектор, в котором роль зерен крупноалевритовой размерности играют раковинки радиолярий, а пустоты, расположенные между ними, заполнены битумом и углеводо-

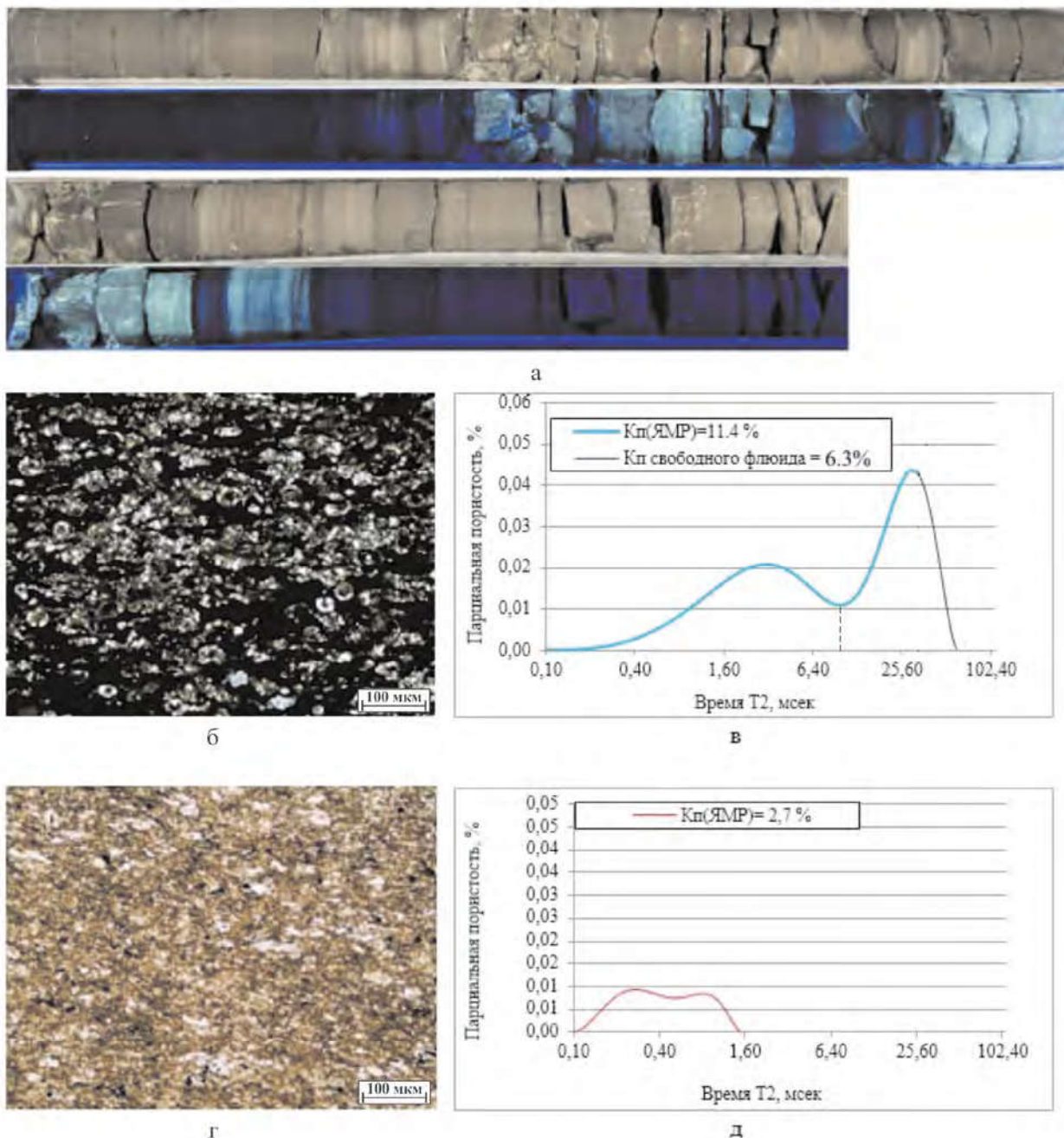


Рис. 3.

Фотографии полноразмерного ядра, представленного силицитами и радиоляритами, снятого в белом и ультрафиолетовом свете (а), снимки прозрачных петрографических шлифов (б, г) и их спектры ЯМР (в, д); участки, люминесцирующие в ультрафиолетовом свете сложены радиоляритами, остальные образцы ядра – силициты

родами (нефтебитумом по В.А. Скоробогатову). В отличие от силицитов, в которых коллекторы имеют вторичное (тектонно-гидротермальное) происхождение, в радиоляритах, наряду с вторичной трещинной емкостью, частично сохраняется первичная (седиментогенная) пористость.

На снимках, сделанных при ультрафиолетовом освещении, прекрасно видны интервалы, сложенные радиоляритами, поровое пространство в которых заполнено нефтебитумом, который ярко люминесцирует, и силицитами,

поровое пространство в которых занято метаморфизованным бит, который, напротив, не люминесцирует (рис. 3а, 3б, 3г). Различие в структуре порового пространства обоих разновидностей кремнистых пород хорошо видно на их спектрах ЯМР. Объем пор в радиоляритах, занятых УВ, достигает 10–12%, а в силицитах – не превышает и 3% (рис. 3в, 3д). Здесь, однако, следует обратить внимание на очень важное обстоятельство, которое заключается в следующем. Объем пор, занятых нефтебитумом в ра-

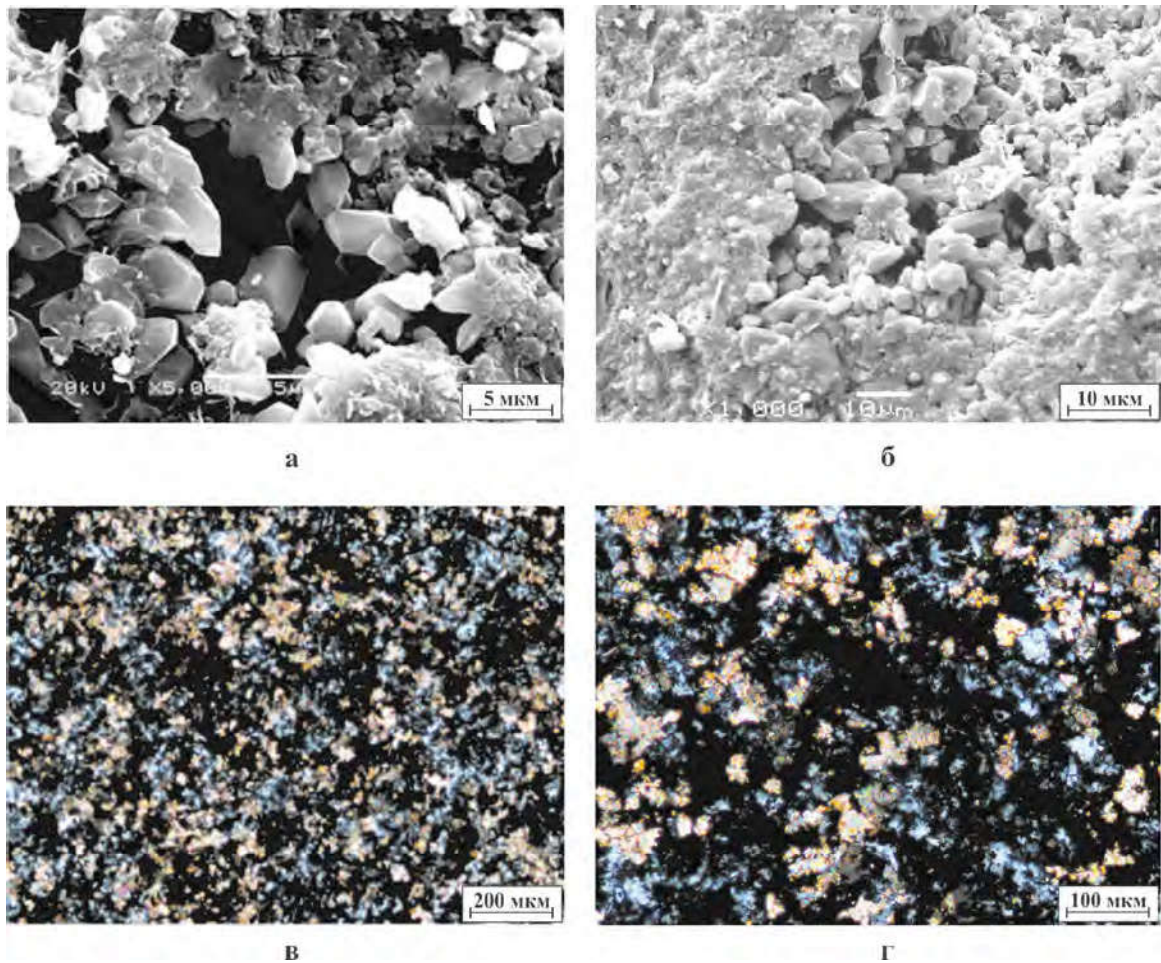


Рис. 4. Снимки РЭМ гидротермальных силицитов (а, б) и фотографии прозрачных петрографических шлифов кремнисто-карбонатных пород (в, г), по которым они образуются в результате воздействия на эти породы кислых гидротермальных флюидов

диоляритах (на основе изучения его содержания в прозрачных петрографических шлифах с использованием специальной программы обработки видеоизображений), нередко достигает 26 и даже 28% (рис. 3б). Однако по результатам определения объема пор, занятого «подвижными» УВ, как было отмечено ранее (по данным ЯМР), он составляет всего 10–12%. Следовательно, доля этих «подвижных» или свободных УВ составляет не более 39–43% от всего порового объема, занятого нефтебитумом. Остальная основная часть порового пространства радиоларитов заполнена собственно самим Бит. Судя потому, что эти нефтеподобные УВ фиксируются с помощью метода ЯМР, они находятся в виде истинного раствора в составе нефтебитума. Позднее мы убедимся, что кроме истинного (т.е. молекулярного) раствора УВ в Бит существуют также и «твердые» растворы УВ в Бит.

Пожалуй, самым необычным вторичным коллектором в составе БС являются **гидротермальные силициты** (рис. 4а, 4б), образующи-

еся по кремнисто-карбонатным типам пород (рис. 4в, 4г). Они возникают в результате полного растворения кислыми ГФ карбонатной составляющей этих пород и последующей перекристаллизацией исходного биогенного кремнезема в мелкокристаллический кварц (рис. 4а, 4б). Формируется вторичный коллектор порово-микрокавернозного типа [8, 10].

Самые высокие фильтрационно-емкостные свойства имеют **карбонатные породы**, включая радиолариты, замещенные карбонатным материалом, подвергшиеся тектоно-гидротермальному воздействию. В них образуются вторичные коллекторы, относящиеся к трещинно-кавернозному типу (рис. 5а–5г). Этот тип коллектора формируется как в БС, так и в АС, причем в последней – это **единственный тип** вторичных коллекторов. Судя по размерам кристаллов гидротермального кварца, образовавшегося в кавернах, их раскрытость нередко достигает 1 см и более, что обеспечивает не только высокую пористость рассматриваемых вторичных коллек-



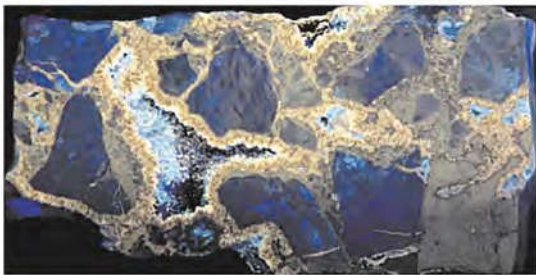
а



б



в



г



д



е

Рис. 5.
Фотографии полноразмерных образцов трещинно-кавернозных карбонатов, снятых в белом (а, в) и ультрафиолетовом (б, г) свете; снимок кавернозного карбоната, в котором на поверхности каверны, покрытой пленкой сильно метаморфизованного тиобитума, образовались кристаллы гидротермального кварца, также местами покрытые тонкими пленками тиобитума (д); снимок РЭМ другой каверны, на поверхности которой отложилась ассоциация гидротермальных минералов, представленных кварцем, кальцитом, доломитом и баритом (е); Ба – барит; Дл – доломит; Кв – кварц; Кц – кальцит

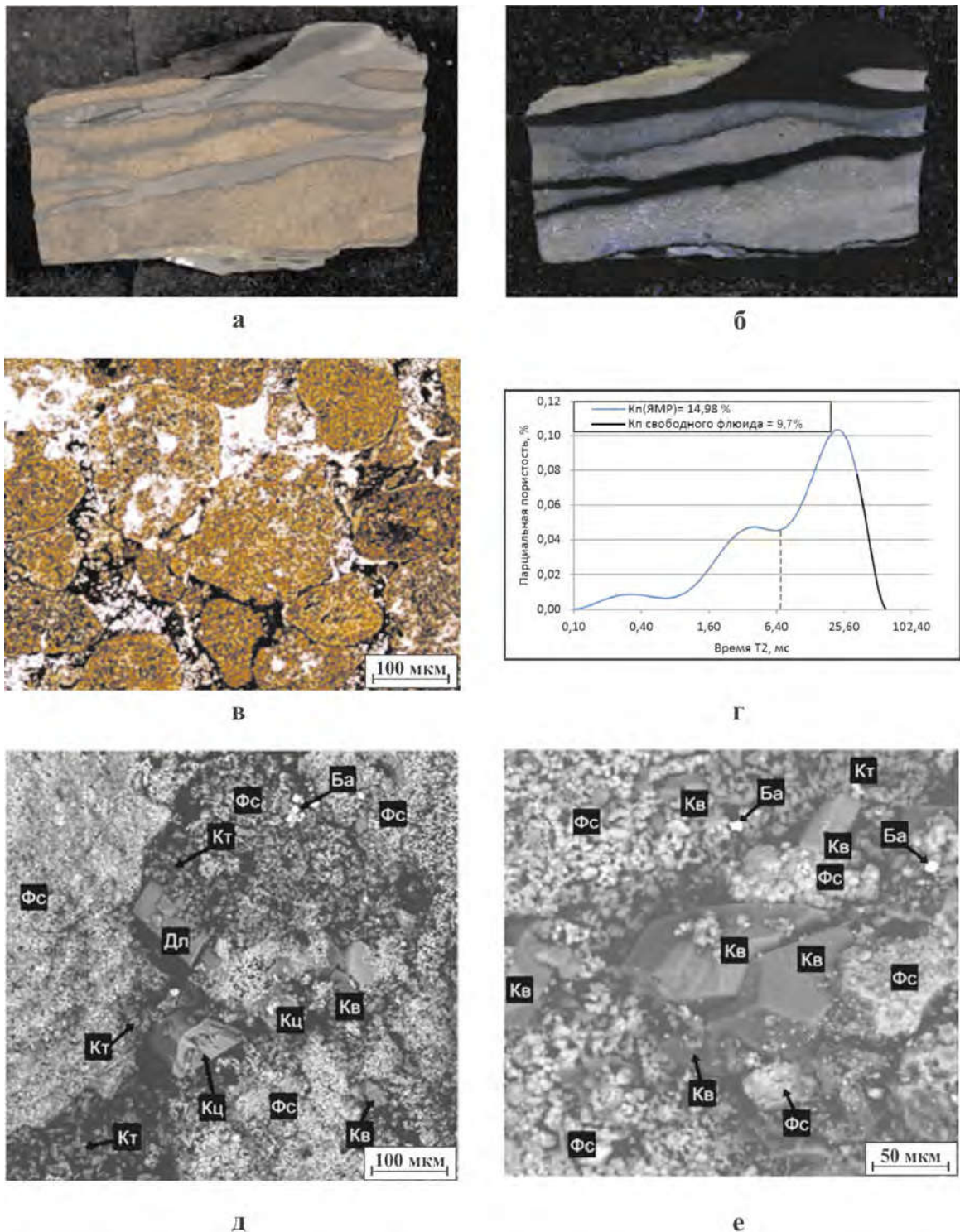


Рис. 6. Фосфоритовые копролиты в составе нижнетутлеймской подсвиты: а, б – фотографии полноразмерного образца с прослойками нефтенасыщенного фосфоритового копролита, снятые в «белом» и ультрафиолетовом свете, соответственно; в – снимок его прозрачного петрографического шлифа; г – его спектр ЯМР с выделенной областью свободного флюида (9,7%); д, е – снимки его поверхности с ассоциациями гидротермальных минералов, образовавшихся в его поровом пространстве, представленных баритом (Ба), доломитом (Дл), кварцем (Кв), каолинитом (Кт) и кальцитом (Кц), фосфатами (Фс)

торов, но и что очень важно – их чрезвычайно высокую проницаемость (рис. 5д, 5е). Определить их пористость в лабораторных условиях

довольно проблематично, т.к. при выбуривании цилиндров они раскалываются по трещинам на отдельные куски. Пористость трещинно-кавер-

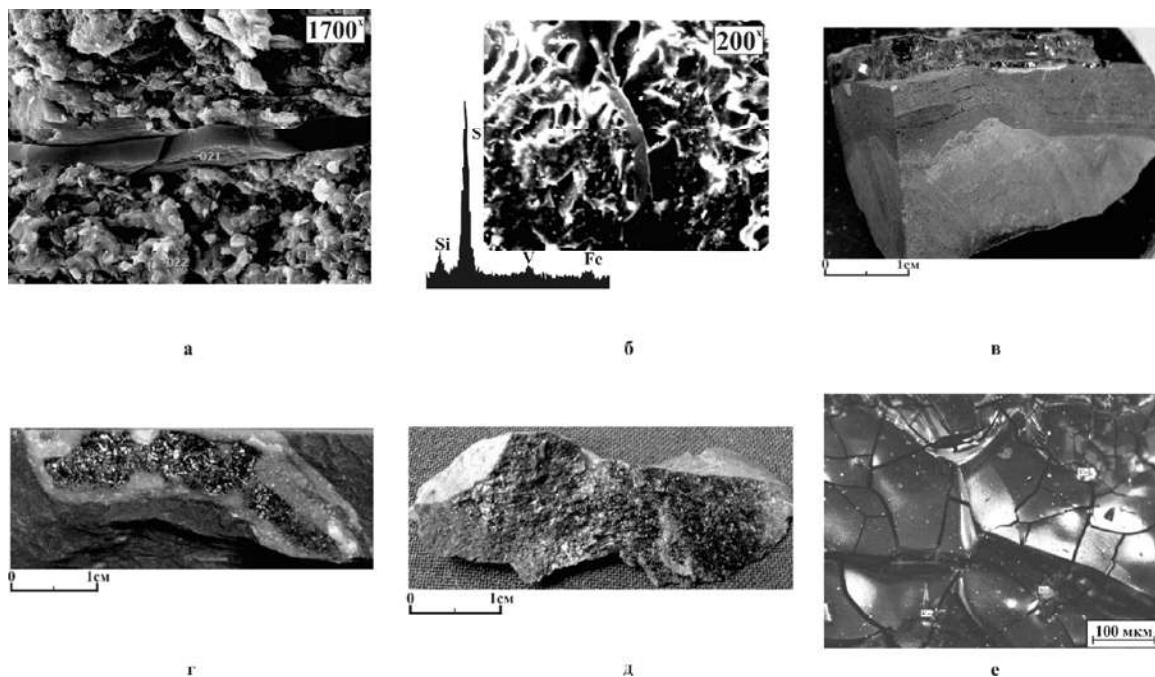


Рис. 7.
Битум в бажено-абалакском комплексе: а – микролинза битума; б – микроагрегат ванадиеносного тиобитума; в – битуминозный прослоек; г – битум вязко-пластичной консистенции; д – вязкий битум; е – битум твердо-хрупкой консистенции

нозных карбонатов в разрезе БАК (при условии их достаточной мощности) можно оценить с помощью данных ГИС. По результатам этих исследований пористость этого типа коллекторов достигает 10–15% (М.Ю. Зубков, М.И. Сосланд, 1995).

Существуют и другие, гораздо более редкие типы пород-коллекторов, например, **фосфоритовые копролиты**, встреченные в составе баженовской свиты, которые можно отнести к псевдогранулярному типу, как и рассмотренные ранее радиолариты (рис. 6а, 6б). Они обладают довольно высокой пористостью, достигающей почти 15% (рис. 6в, 6г).

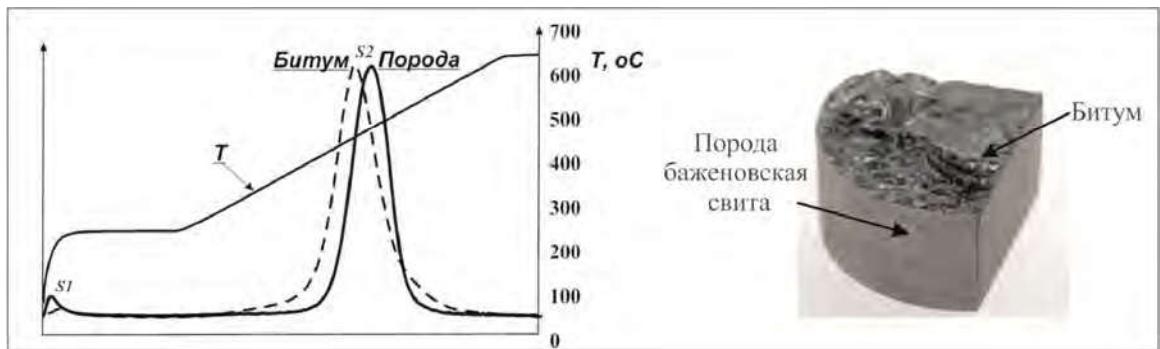
Фосфоритовые копролиты состоят из очень мелких сфер, сложенных мелкими зернами апатита, а в порах между самими копролитами присутствуют многочисленные кристаллы гидротермальных минералов, представленных баритом, доломитом, каолинитом (диккитом) и кварцем (рис. 6д, 6е). Часть порового пространства в них, как и в радиоларитах, занята метаморфизованным тиобитумом, хотя в этом типе коллекторов доля порового пространства, занятая Бит, заметно меньше, чем в радиоларитах (рис. 6в, 6д, 6е).

Многие исследователи полагают, что на стадии катагенеза вследствие превращения $ОВ_{исх}$ в нафтиды за его счет должна формироваться вторичная пористость [2, 4–6, 12, 15, 17, 21]. Однако почему-то литологические типы пород, содержащие в своем составе большое количество $ОВ$, напротив, обладают минимальной от-

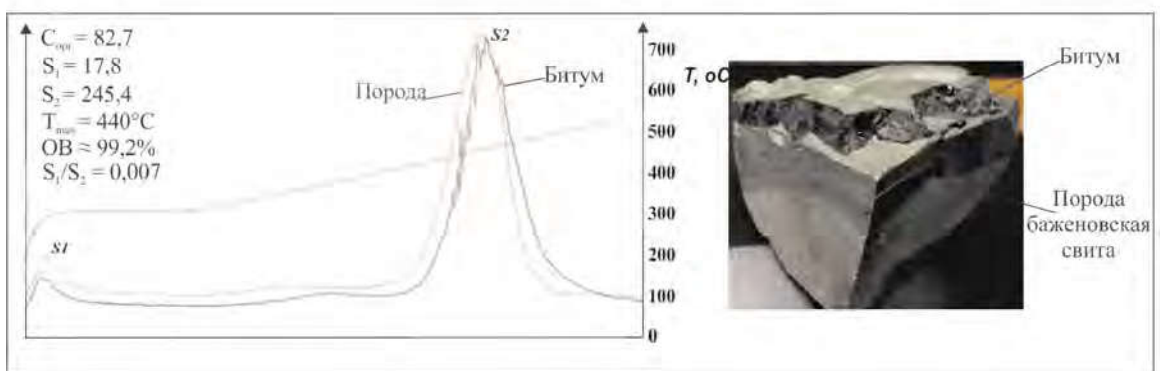
крытой пористостью [8, 9, 11]. Рассмотрим более подробно, чем объясняется этот феномен. При воздействии высокоэнтальпийных ГФ на $ОВ_{исх}$, входящее в состав БС, происходит генерация из него нафтидов, которые с известной долей условности можно представить как природную смесь жидких и газообразных УВ, а также гетеросоединений, представленных, главным образом, смолами и асфальтенами. Поскольку объем генерируемых $ОВ_{исх}$ нафтидов превышает его объем, то происходит флюидоразрыв этих пород, в результате чего наиболее подвижные жидкие и газообразные УВ, растворив в себе небольшую часть асфальто-смолистых компонентов, эмигрируют в ближайший коллектор. А вязкий или даже твердый остаток, представляющий собой Бит, заполняет пространство, которое до этого момента занимало $ОВ_{исх}$, превращая породы БС в **битуминозные отложения** [8, 10, 11].

В тех случаях, когда объем образовавшегося Бит превышает объем, который занимало $ОВ_{исх}$, он выделяется в виде самостоятельной фазы, имеющей вид микрослойков, заполняющих трещины флюидоразрыва. Причем эти прослойки имеют толщину от первых микрон до 5–6 мм (рис. 7а–7в) и консистенцию от вязко-пластичной до твердо-хрупкой (рис. 7г–7е).

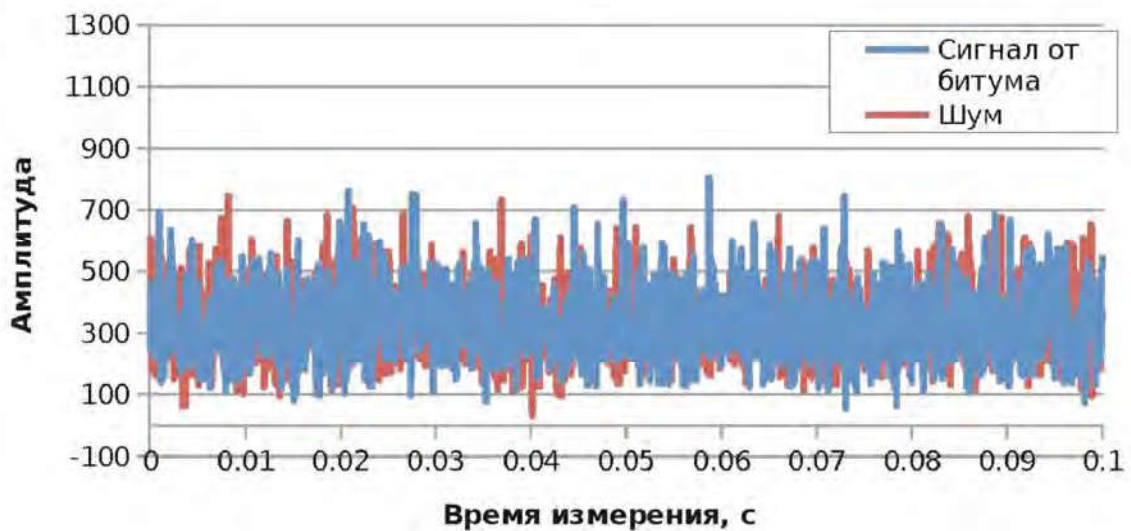
Консистенция образующегося из $ОВ_{исх}$ Бит зависит от температуры ГФ и, соответственно, содержания в нем, с одной стороны – асфальто-смолистых компонент, с другой – жидких УВ, находящихся в его составе в форме истинного или



а



б



в

Рис. 8. Пирограммы битумов и образцов пород баженовской и тутлеймской свит, в которых они присутствуют (а и б, соответственно), а также спектры ЯМР битума и шума (в): а – баженовская свита (по данным В.Н. Меленевского, ИНГГ СО РАН); б – нижнетутлеймская подсвита, Пальяновская площадь; в – релаксационные кривые ЯМР сигнала от образца битума, представленного на предыдущем снимке, и шума

молекулярного раствора. Образцы, отобранные из наиболее высокотемпературных участков, содержат в своем составе маломощные линзы твердо-хрупкого Бит (*рис. 8а, 8б*). Важно отметить, что их пирограммы практически ничем не отличаются от пирограмм, полученных при пи-

ролизе самих образцов, в которых присутствуют эти линзы Бит. Этот факт однозначно подтверждает, что поровое пространство этих образцов заполнено тем же самым Бит, что присутствует в форме самостоятельных выделений в виде микролинз или прослоев. Как и следовало ожи-

дать, в составе рассматриваемых образцов Бит присутствует крайне мало УВ, о чем свидетельствует малоамплитудный пик S_1 (рис. 8а, 8б). Более того, на спектрах ЯМР их присутствие в составе Бит не обнаруживается (рис. 8в), из чего можно заключить, что это небольшое количество УВ присутствует в составе твердо-хрупких Бит в форме не истинных, а «твердых» растворов, и что в битуме отсутствуют поры, заполненные жидкими и/или газообразными УВ.

Возникает вопрос о фазовом составе нефти, образующейся в результате тектоно-гидротермального воздействия на $ОВ_{иск}$, входящего в состав БС. Ответить на него позволяет анализ микровключений, захваченных кристаллами кварца в процессе их роста из ГФ (пласт $КС_1$), в котором в виде эмульсии присутствовали капельки образовавшейся нефти. Эти включения состоят из трех фаз: пузырька газа, нефти желтого цвета и вязкого Бит почти черного цвета (рис. 9). Используя принцип Кавальери, несложно определить объемы, занимаемые этими фазами: газ – 15%, нефть – 47% и вязкий Бит почти черного цвета – 38% (рис. 9).

При нагревании этих включений гомогенизация жидкой и газообразной фаз происходила в интервале температур 230–260 °С. Темная вязкая фаза (Бит) не гомогенизировалась и при нагревании до 330 °С [10, 11]. При более высоких температурах включения просто взрывались, поэтому температуру полной гомогенизации всех трех фаз определить не удалось, но можно предположить, что температура ГФ была выше 330 °С. Присутствующий во включениях Бит аналогичен тому, что выделился на поверхности трещин и каверн вместе с гидротермальными минералами (рис. 1, 2, 5д) и в виде самостоятельной фазы (рис. 7, 8а, 8б).

Очевидно, что основная часть вторичной пористости, образовавшейся в результате превращения $ОВ_{иск}$ в нафтиды, как уже отмечалось ранее, оказалась заполненной Бит. Кроме того, битуминозные разновидности пород, слагающих БС, обладают слабыми прочностными свойствами и легко уплотняются под действием литостатического давления, поэтому жидкие и газообразные продукты энергично эмигрируют из них в ближайшие породы-коллекторы. Эти породы-коллекторы имеют карбонатный (известняки, доломиты) и кремнистый (силициты, радиоляриты) составы. Вторичная емкость, сформировавшаяся в них благодаря тектоно-гидротермальному воздействию, представлена, главным образом, трещинами и кавернами, которые наряду с Бит оказались заполненными образовавшейся нефтью и газом (рис. 1–5). Поэтому коллекторами в БАК в участках, подвергав-

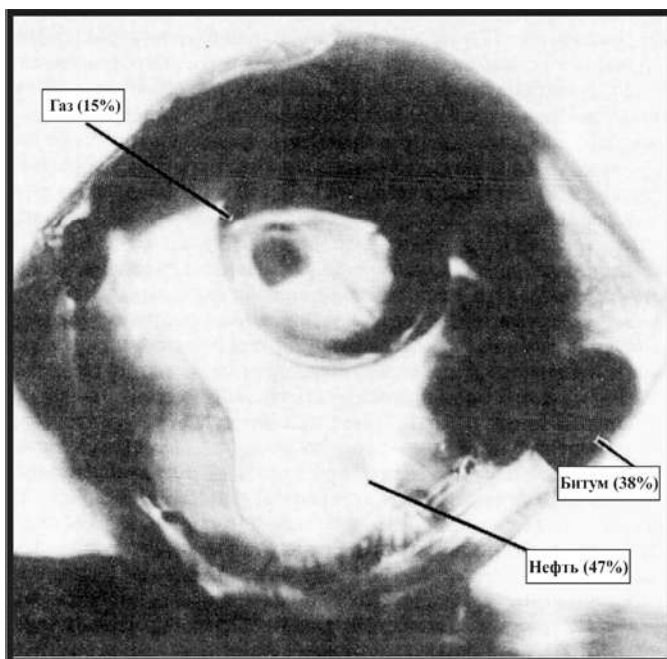


Рис. 9.
Газово-жидкое включение в кристалле гидротермального кварца (пласт $КС_2$, Салымское месторождение)

шихся тектоно-гидротермальному воздействию, могут быть преимущественно кремнистые и/или карбонатные литологические типы пород, названные автором потенциально продуктивными или сокращенно ППП (Зубков, 2001).

Таким образом, литологические типы пород, входящие в состав БАК, можно условно разделить на два основных типа: породы-генераторы нафтидов и породы-коллекторы. С целью оперативного определения класса, к которому относится тот или иной образец, можно использовать пиролитический метод. Породы-генераторы характеризуются малоамплитудным пиком S_1 и, наоборот, высокоамплитудным пиком S_2 (рис. 10а). По мере улучшения коллекторских свойств образцов и увеличения в их поровом пространстве УВ и, соответственно, снижения концентрации Бит наблюдается постепенный рост амплитуды пика S_1 и, напротив, уменьшение амплитуды пика S_2 (рис. 10б – 10г).

На границе пород-генераторов и коллекторов часто наблюдается образование маломощной зоны, обогащенной Бит, образовавшимся в первых, и постепенная пропитка порового пространства вторых темно-коричневым Бит (рис. 11). В возникших в результате тектоно-гидротермального воздействия микрокавернах и трещинах отмечаются мелкие кристаллы гидротермального кварца, кальцита, а также многочисленные агрегаты порового каолинита (диккита), пропитанные Бит (рис. 11в, 11г).

Вторичные коллекторы тектоно-гидротермального происхождения, сформировавшиеся

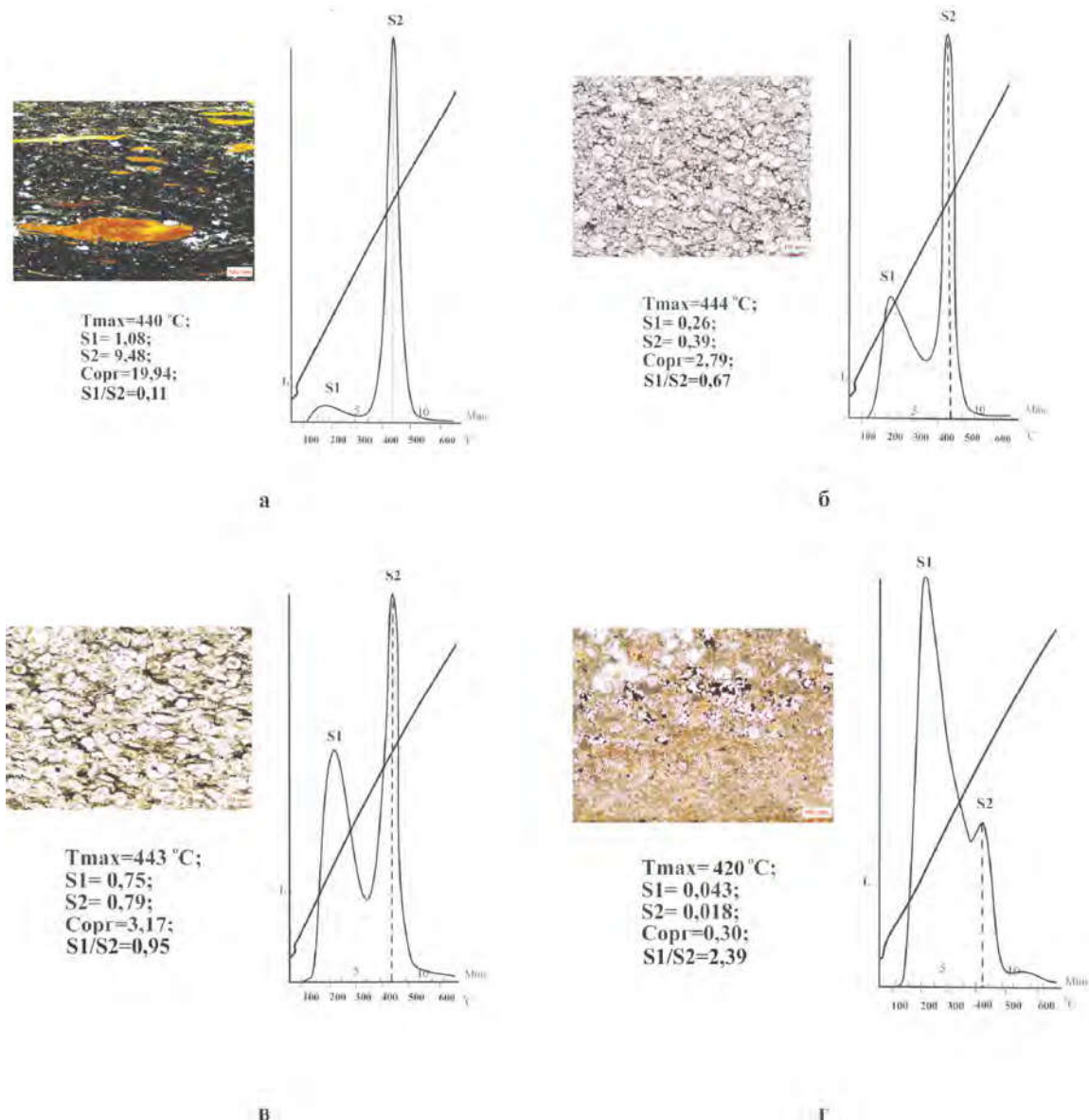


Рис. 10. Литолого-пиролитические характеристики различных типов пород в составе баженовской свиты Маслиховского месторождения: а – битуминозный кремнистый аргиллит с икhtiодетритом; б – карбонатный радиолярит; в – радиолярит; г – кремнистый известняк (S_1 и S_2 в мгУВ/г породы)

в БС часто практически полностью оказываются заполненными Бит, или нефтебитумом (рис. 11д, 11е). Вторичным коллекторам тектоно-гидротермального происхождения, возникшим в АС, «повезло» больше, т.к. основная часть вязко-пластичного и твердо-хрупкого Бит, образовавшегося из $OB_{иск}$ входившего в состав БС, осталась в ней, а в АС эмигрировали наиболее подвижные нафтиды, представленные газонасыщенной баженовской нефтью.

В последнее время при подсчете запасов в БАК и в первую очередь – в БС широкое распространение приобрел пиролитический метод исследования. Рассмотрим более подробно возможности этого метода.

Считается общепринятым, что первый пик S_1 состоит из свободных и адсорбированных УВ, выделяющихся при первой температурной задержке (300 °C), а более высокотемпературный пик S_2 (температурная задержка при 600 °C) отвечает остаточному генерационному потенциалу OB , входящему в состав анализируемого образца.

Начнем рассмотрение с пирограммы породы-коллектора, представленной кремнистым известняком (рис. 12а). Судя по результатам капельной хроматографии (узкое светлое кольцо) и форме пирограммы, основная часть нафтидов представлена УВ масляной фракции и более легкими УВ фракциями, входящими в состав

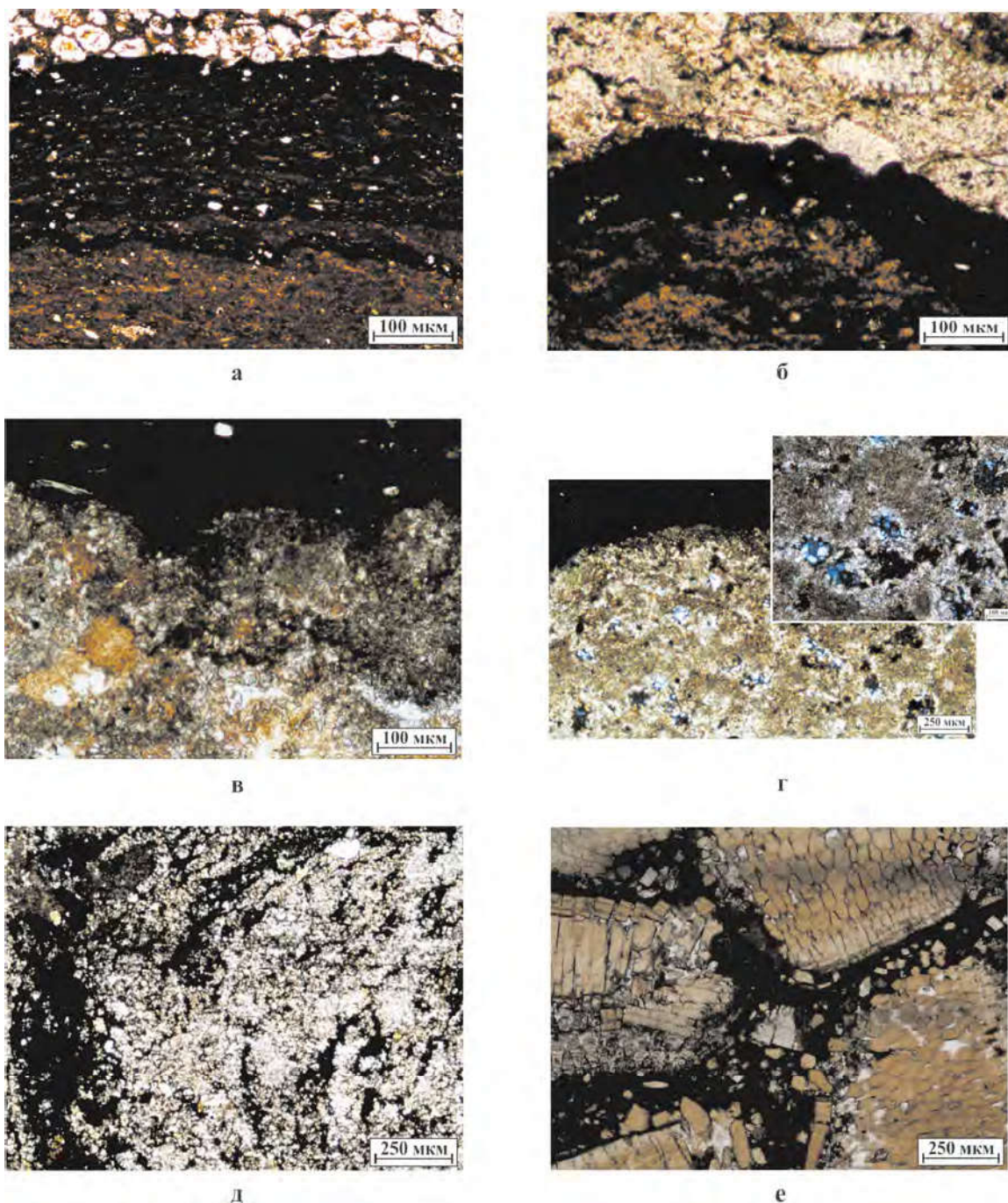


Рис. 11.

Фотографии петрографических шлифов с контактами пород-генераторов и пород-коллекторов (а – в) и параавтохтонного битума, заполняющего пустотное пространство в трещиновато-микрокавернозном известняке (д) и ракушнике (е)

пиков S_1 и S_2^0 с небольшой примесью гетеросоединений, слагающих Бит, входящих в состав еле заметного пика S_2 (рис. 12а). Величина $T_{max'}$ определенная в этом образце по положению пика S_2^0 , составляет всего 317 °С. Судя по величине C_{opr} , можно заключить, что в этом образце присутствуют только аллохтонные нафтиды или иными словами – баженовская нефть.

Следующий образец также представлен породой-коллектором (это также кремнистый из-

вестняк), но в ней гораздо больше аллохтонных нафтидов ($C_{opr} = 6,0\%$), и их состав заметно отличается от состава предыдущего образца. Судя по результатам капельной хроматографии и форме пирогаммы, в составе нафтидов этого образца присутствуют средне-молекулярные УВ, включая масляную фракцию (пики S_1 и S_2^0) и довольно много гетеросоединений, входящих в состав Бит, которые наиболее интенсивно разлагаются при $T_{max'}$ равной 436 °С (рис. 12б).

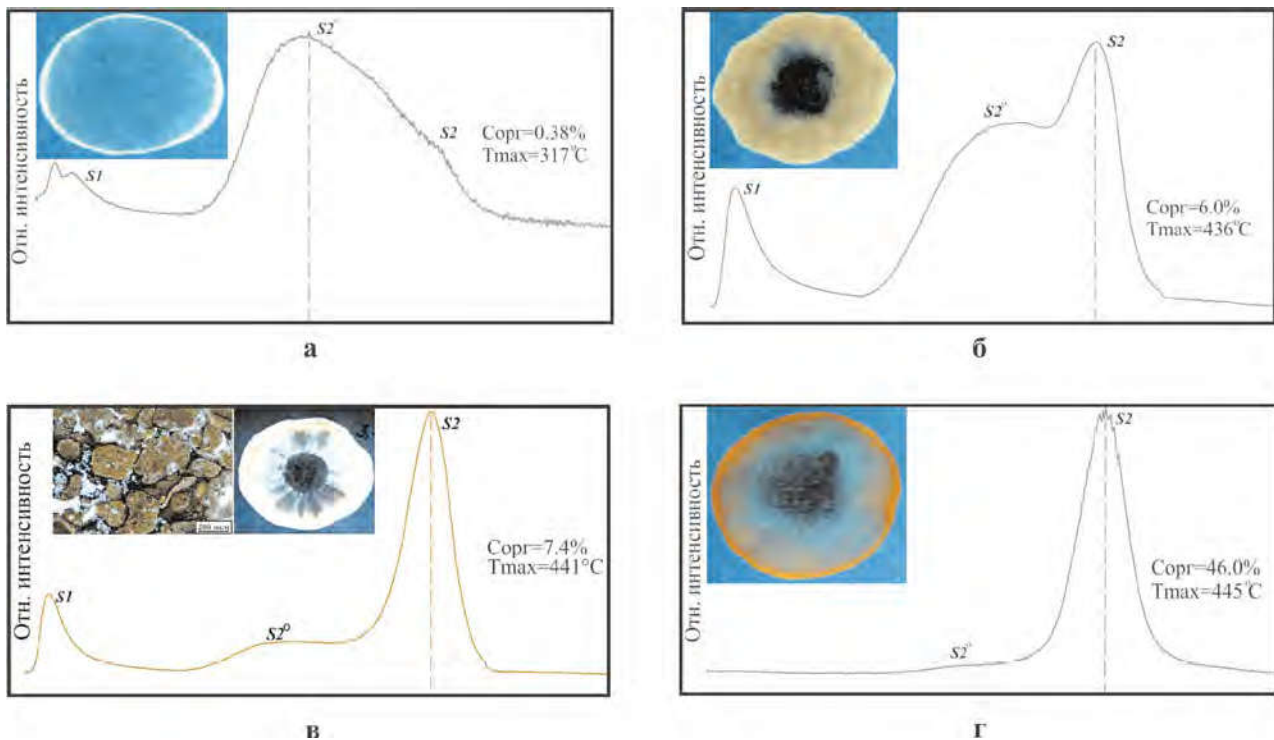


Рис. 12.

Пирограммы и результаты капельной хроматографии образцов, отобранных из нижнетутлеймской подсвиты с различным содержанием в них нефти и битума Ем-Еговская (а, б, г) и Пальяновская (в) площади: а, б – кремнистые известняки; в – фосфоритовый копролит; г – глинистый силицит сильно битуминозный

Третий образец – это также коллектор, который представляет собой фосфоритовый копролит, рассмотренный ранее (рис. 6). В этом образце, судя по его капельной хроматограмме и форме пирограммы, наряду с УВ, имеющими различный молекулярный вес (пики S_1 и S_2^0) присутствует большое количество гетеросоединений (Бит), которые хорошо видны на фотографии петрографического шлифа (рис. 12в). Основная часть аллохтонных нафтидов (нефтебитумов), присутствующих в поровом пространстве этого образца, представлена Бит, причем температура, при которой наблюдается максимально интенсивное их разложение, составляет уже 441 °С (рис. 12в).

Последний образец представляет собой породу-генератор нафтидов (сильно битуминозный глинистый силицит), в котором $C_{орг}$ составляет 46% (рис. 12г). Судя по результатам капельной хроматографии и форме пирограммы, автохтонные нафтиды представляют собой очень слабо растворимый в хлороформе Бит (узкое кольцо оранжевого цвета на капельной хроматограмме), состоящий из гетеро-соединений (асфальто-смолистых компонентов) с небольшой примесью УВ масляной фракции (малоамплитудный пик S_2^0 на рис. 12г). Следует обратить внимание на то, что T_{max} , при которой наблюдается наиболее интенсивный термолиз Бит, в этом образце

составляет уже 445 °С. Таким образом, нафтиды и, в частности Бит, присутствующий в поровом пространстве пород-генераторов и коллекторов, в зависимости от его состава, т.е. содержания в нем УВ, асфальто-смолистых и других компонентов обладает соответствующей величиной T_{max} . Чем выше была температура высокоэнтальпийного ГФ, проникавшего в БАК, тем значительно происходила трансформация образующихся из $ОВ_{исх}$ нафтидов, что в первую очередь отражалось на составе автохтонного (остаточного) Бит, в котором сохранялись лишь самые устойчивые к высокой температуре асфальто-смолистые и прочие компоненты (карбены, карбоиды и т.п.). По этим признакам этот Бит можно отнести к классу керитов [13]. Полученные результаты свидетельствуют о том, что на качественном уровне можно оценить величину температуры ГФ, действовавших на $ОВ_{исх}$, а именно – чем выше была температура ГФ, действовавших на породы БАК, тем более высокие значения T_{max} на пирограмме имеет пик S_2 , при которой происходит термолиз автохтонного Бит, оставшегося в породе-генераторе.

Чтобы доказать возможность образования Бит из $ОВ_{исх}$ в результате воздействия на него гидротерм, были проведены эксперименты с ГФ, имевшими температуру от 215 до 400 °С при давлении 70 МПа. Этот диапазон температур

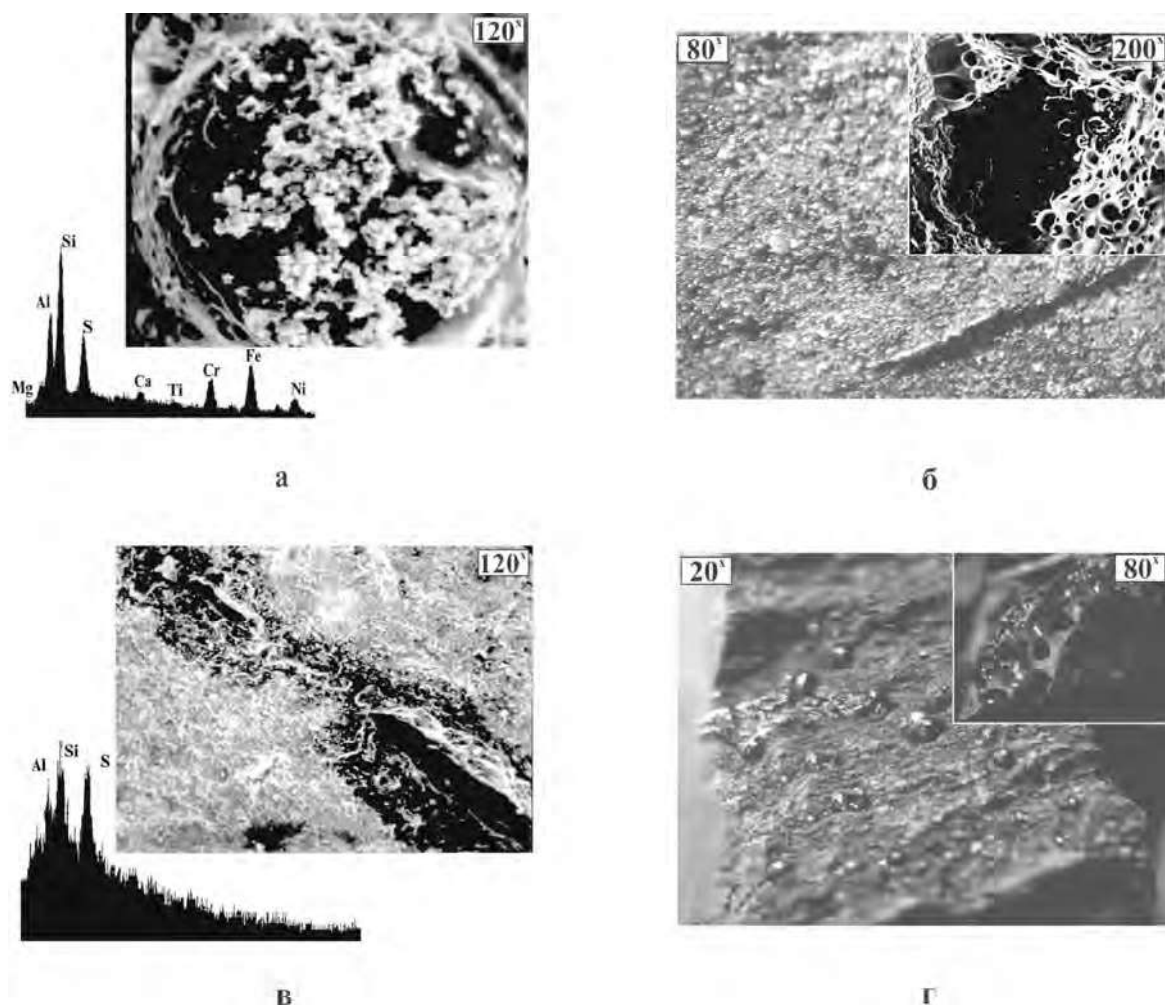


Рис. 13. Фотографии поверхности образцов после воздействия на них гидротермальных флюидов, имевших различную температуру и давление 70 Мпа: углисто-алевритистый аргиллит: 275 °С (а), 290 °С (б); 360 °С (в); углистый аргиллит – 390 °С (г), элементные спектры получены с битуминозных участков

был выбран в соответствии с установленными температурами гомогенизации микровключений нафтидов в кристаллах гидротермального кварца, отобранного из пласта КС₁ на Салымском месторождении (рис. 9). Для опытов были отобраны образцы, не подвергавшиеся воздействию ГФ, т.е. в пределах участков с нормальным геотермическим градиентом. Проведенные гидротермальные эксперименты подтвердили возможность генерации Бит, а также жидких и газообразных УВ в результате воздействия на них ГФ (рис. 13).

В эксперименте с углистым алевритом, выполненном при T = 275 °С, из ОВ_{исх} образовались капли тиобитума, на поверхности которых отложились многочисленные агрегаты гидротермального железистого хлорита (рис. 13а).

В следующем эксперименте, проведенном при T = 290 °С с углистым аргиллитом, наблюдалось образование многочисленных капелек и протяженных тел Бит, а на увеличенном фраг-

менте (на врезке) хорошо видны многочисленные мелкие полости от выделившихся из него летучих продуктов гидропиролиза (рис. 13б).

В гидротермальном эксперименте с углисто-алевритистым аргиллитом (T = 360 °С) на его поверхности образовались пленки вязко-пластичного тиобитума в результате акватермолиза ОВ_{исх} (рис. 13в). Превращение ОВ_{исх} в тиобитум привело к образованию протяженных полостей на поверхности образца.

В эксперименте с углистым аргиллитом, проводившемся при T = 390 °С, на его поверхности из ОВ_{исх} образовались многочисленные капельки Бит, в которых также присутствует большое количество микрополостей, из которых выделялись жидкие и газообразные УВ (рис. 13г). Иными словами, ОВ_{исх}, входящее в состав слабо катагенетически преобразованных пород, при воздействии на них высокоэнтальпийных ГФ, обязательно превращается в Бит различной консистенции (рис. 13).

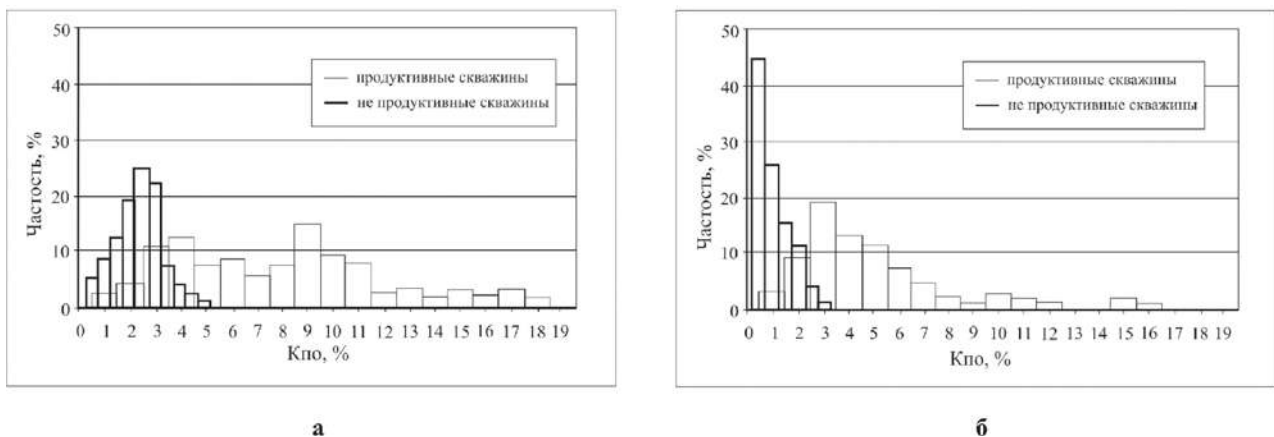


Рис. 14. Распределение значений пористости в образцах, отобранных из продуктивных и непродуктивных скважин Красноленинское (а) и Салымское (б) месторождения

Важно отметить, что при проведении пиролитических исследований превращение $OB_{исх}$ в Бит и летучие УВ наблюдается в том же температурном диапазоне, что и выделение УВ из образцов при первой температурной остановке ($T = 300\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Результаты, полученные благодаря пиролитическим исследованиям и гидротермальному моделированию, позволяют дать более адекватную интерпретацию данным, получаемым с использованием пиролитического метода при подсчете запасов нефти в БАК. Они заключаются в следующем:

Появление на пирограмме пика S_1 может быть обусловлено, как минимум, тремя основными причинами:

- процессом превращения исходного (слабо метаморфизованного) $OB_{исх}$ в Бит;
- испарением из Бит УВ, находящихся в нем в виде «твердого» или истинного (молекулярного) раствора (аутигенные УВ);
- выделением «свободных» УВ (аллотигенного происхождения) из пустот пород-коллекторов, которые в составе БАК представлены кремнистыми, карбонатными и переходными между ними разновидностями пород (ППП).

Полученные данные позволяют сделать заключение, что пик S_2^0 , присутствующий на пирограммах, свидетельствует о наличии в анализируемых образцах преимущественно аллохтонных нафтидов с высоким содержанием в их составе сравнительно тяжелых УВ (масляной фракции), а также низкомолекулярных смол (типа бензолных) [8, 10, 11].

На пирограммах любых типов пород (нефтематеринских и/или коллекторов), находящихся на **любой стадии катагенеза**, пик S_2 **всегда** соответствует процессу термодеструкции Бит и входящих в его состав гетеросоединений, т.к. при нагреве образцов до температур около

$215\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выше, все породы, содержащие в своем составе OB ($OB_{исх}$, автохтонные или аллохтонные нафтиды, включая нефть), обязательно проходят стадию битумообразования. Конечно, если эти породы до этого еще не подвергались воздействию высокоэнтальпийных ГФ, что могло привести к превращению $OB_{исх}$ в Бит, как это произошло на Салымском, Красноленинском, Маслиховском, Ай-Пимском и других месторождениях, где отмечаются аномально высокие современные пластовые температуры.

Завершая рассмотрение геохимических аспектов, касающихся подсчета запасов нефти в БАК кратко остановимся на терминологии, используемой в работах исследователей, посвященных этой теме, т.к. нет однозначного общепринятого понимания, что эти термины обозначают.

Битум (Бит) имеет несколько различных значений, поэтому, чтобы избежать путаницы и неверного понимания, излагаемого в настоящей публикации материала, договоримся, что под Бит понимается эпигенетическое его происхождение по отношению к вмещающей его породе (т.е. этот термин имеет **генетическое** содержание). Если он образовался из $OB_{исх}$, содержащегося в этой же породе, то это автохтонная разновидность Бит, которая, характерна для БС. Растворимость в органических растворителях не является его обязательным признаком [Геологический словарь, Т.1, 1973]. То есть в настоящей публикации под термином Бит понимается эпигенетический продукт, образующийся именно из $OB_{исх}$ БС и не являющийся производным от нефти, как это понимается в других трактовках этого термина. Бит может быть жидким, вязким и твердым, что зависит от его состава (содержания и соотношения в нем УВ, смол, асфальтенов, карбенов, карбоидов и др.). В участках, подвергавшихся тектоно-гидротермальному

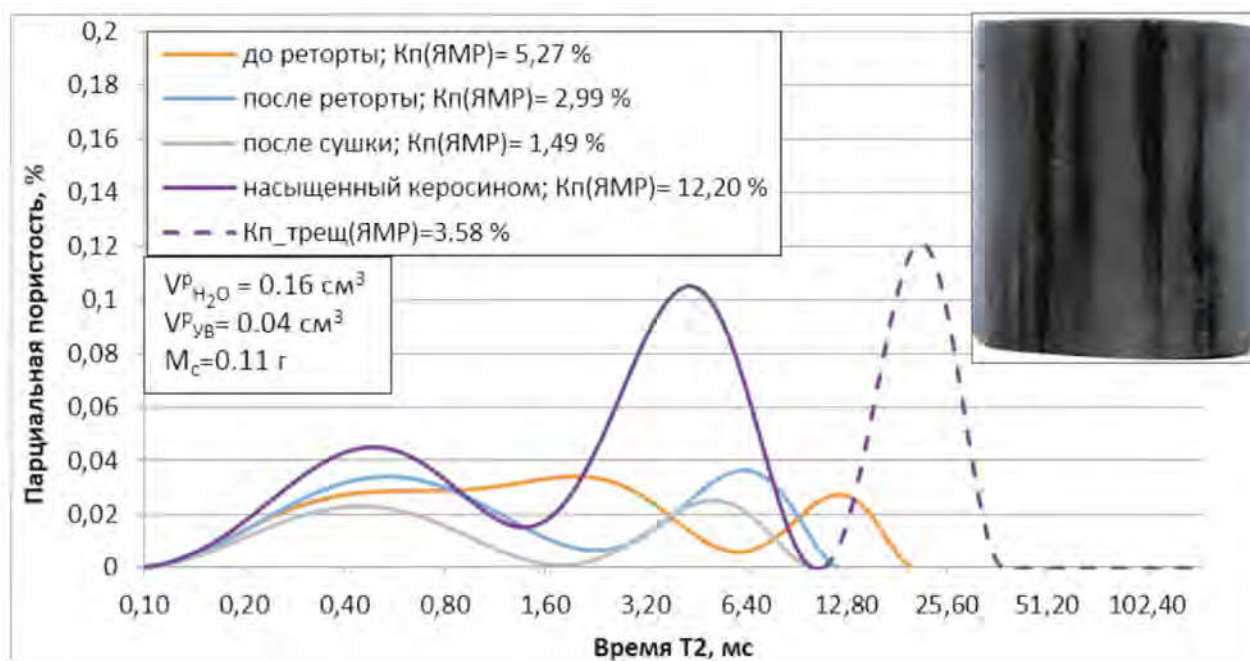


Рис. 15.

Спектры ЯМР битуминозного кремнистого аргиллита до и после сушки (250 °С) и последующего насыщения его керосином (Каменная площадь, баженовская свита); на врезке приведена фотография этого же образца, насыщенного керосином, на которой хорошо видны трещины, выделяющиеся темно-серым цветом

воздействию, все $OB_{исх}$, входившее в состав БАК превращается в Бит. Чем выше температура ГФ, тем значительнее термическое преобразование образующегося из него Бит, выражающееся в том, что, потеряв основную часть газообразных и жидких УВ, а также растворенных в них асфальто-смолистых компонентов, он приобретает твердую и/или хрупкую консистенцию (рис. 1а, 1б, 1д, 1е, 5д, 7, 8а, 8б, 11). Такой битум на пирограммах имеет высокие значения T_{max} , очень маленький пик S_1 (или он вовсе отсутствует) и сравнительно большой по амплитуде пик S_2 .

Битумоиды – это **аналитический** термин. Под этим термином подразумеваются органические соединения, растворимые в том или ином органическом растворителе. В зависимости от типа растворителя они могут быть хлороформными, бензольными, спиртобензольными и т.д. Кроме того, обычно указываются условия проведения экстракции битумоидов из образцов, например, холодная или горячая экстракция, степень дробления образца и т.д., т.к. от условий проведения экстракции даже одним и тем же растворителем их количество и состав могут изменяться.

Кероген – имеет два значения. Первое, предложенное его автором – Crum Brown (1912), это – OB горючих сланцев, т.е. представленное сапропелем, в отличие от углей, состоящих из гумусового типа OB . То есть, как и подавляющее большинство геологических определений,

первоначально термин кероген имел **генетический** смысл, а затем приобрёл второе значение, имеющее **аналитическое** содержание (OB , нерастворимое в органических растворителях), потеряв генетическую основу [Геологический словарь, Т. 1, 1973]. Если проводить аналогию с другим **аналитическим** термином – битумоид (растворимая в органических растворителях часть OB), то и кероген, как нерастворимая в органических растворителях часть OB , должен тогда быть хлороформным, бензольным, спиртобензольным и т.д., в зависимости от того, в каком типе растворителя он не растворяется, а не просто керогеном (без конкретизации типа растворителя). Если же подразумевается его **генетический** смысл, то по аналогии с углями он должен характеризоваться определённым **мацеральным** составом, подтверждающим его морское или озёрное, а не террагенное происхождение.

Поскольку приведенные выше факты однозначно доказывают, что в породах БАК и в первую очередь, входящих в состав БС, все OB (по крайней мере – в участках, подвергшихся тектоно-гидротермальному воздействию) представлено Бит, то термин «кероген» в настоящей публикации не употребляется, и его упоминание в названиях различных литологических типах пород, типа: кероген-глинистый силицит, карбонатно-керогеновый силицит, кероген-кремнистый аргиллит и т.п., нельзя признать правиль-

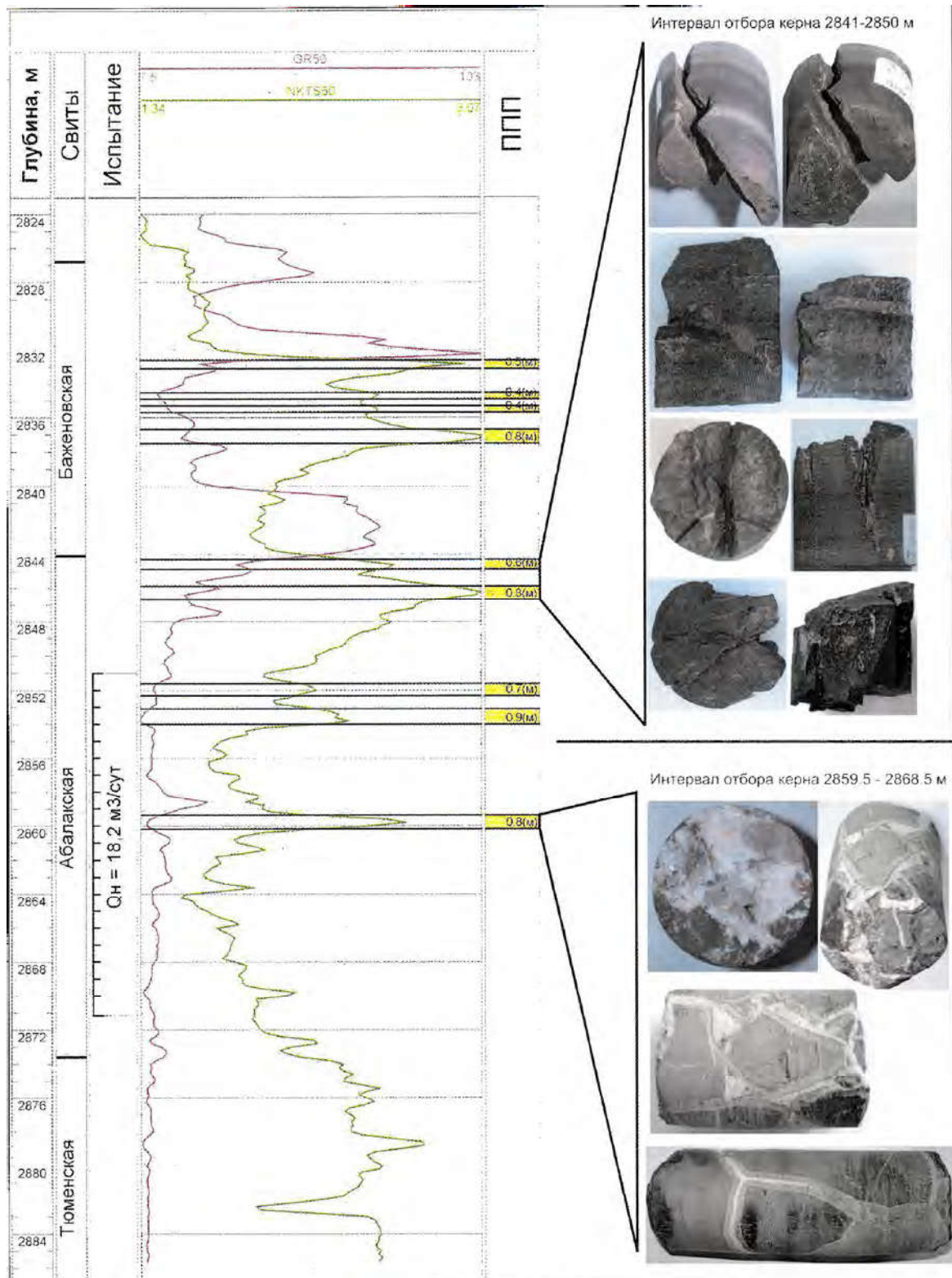


Рис. 16.

Пример выделения потенциально продуктивных пластов в отложениях баженовской и абалакской свит по данным ГИС (Назымский ЛУ, скв. № 3000Р)

ным. Классики-«баженоседы», употреблявшие прилагательное «битуминозный» (например, битуминозный аргиллит или битуминозный глинистый силицит и т.п.), были совершенно правы.

Нафтиды – это *генетический* термин, он используется в расширенном академиком А.Э. Конторовичем понимании, включающем все углеводородные и гетероатомные соеди-

№ п/п	Площадь, ЛУ	Баженовская свита		Абалакская свита		Суммарное число ППП в баженовской и абалакской свитах	Суммарная мощность ППП в баженовской и абалакской свитах, м	Число скважин, шт.
		Число ППП, шт.	Суммарная толщина, м	Число ППП, шт.	Суммарная толщина, м			
1	Ем-Егловская	$\frac{2-9}{5}$	$\frac{1,6-6,5}{3,5}$	$\frac{4-11}{8}$	$\frac{4,5-8,8}{6,6}$	$\frac{7-18}{13}$	$\frac{6,1-14,6}{10,0}$	20
2	Лебяжье	$\frac{2-5}{4}$	$\frac{1,4-3,0}{2,3}$	$\frac{5-13}{8}$	$\frac{5,2-11,0}{7,9}$	$\frac{8-17}{12}$	$\frac{7,6-13,2}{10,0}$	19
3	Назымский	$\frac{2-11}{4}$	$\frac{1,2-7,5}{3,7}$	$\frac{2-8}{5}$	$\frac{2-8}{4,8}$	$\frac{5-14}{10}$	$\frac{4,9-15,5}{8,5}$	8
4	Итьяхская	$\frac{6-9}{7}$	$\frac{6,2-7,8}{6,8}$	$\frac{5-7}{6}$	$\frac{2,9-3,6}{3,4}$	$\frac{11-16}{13}$	$\frac{9,1-11,4}{6,8}$	3
5	Камынская	$\frac{3-9}{6}$	$\frac{1,4-3,7}{2,8}$	$\frac{7-11}{9}$	$\frac{3,4-5,7}{4,4}$	$\frac{12-19}{15}$	$\frac{6,2-9,2}{7,2}$	10
6	Восточно-Пальиновская	$\frac{0-10}{4}$	$\frac{0-8,0}{4,3}$	$\frac{2-11}{6}$	$\frac{3,5-9,5}{5,9}$	$\frac{3-19}{10}$	$\frac{3,5-16,0}{10,2}$	16

Примечание: в числителе пределы изменения параметра, в знаменателе – его среднее значение

Таблица 1.

Количество и толщина сложенных кремнистыми и карбонатными породами потенциально продуктивных пластов (ППП), входящих в состав баженовской и абалакской свит (по данным ГИС)

нения, образующиеся из $OV_{исх}$, включая Бит [13].

Разобравшись с типами коллекторов, установив их тектоно-гидротермальный механизм формирования, и с типами нафтидов, присутствующими в БАК, перейдем к оценке коллекторских свойств этих пород. Для этого рассмотрим распределение значений их открытой пористости на примере Красноленинского и Салымского месторождений, помня, что эти результаты получены, главным образом, на достаточно прочных образцах, т.е. содержащих минимальное количество трещин и тем более – каверн. Самые высокеемкие образцы выносятся в виде обломков, разрушившихся по трещинам, поэтому присутствовавшая в условиях пласта пористость, особенно кавернового типа, к сожалению, не сохраняется. Кроме того, полностью отсутствуют данные о величине каверновой емкости (рис. 5а–5г), хотя, используя полноразмерные образцы, сохранившие свою целостность, в которых присутствует трещинно-кавернозный тип емкости, вполне можно получить значения этого типа емкости газоволюметрическим методом.

Сравнение полученных распределений открытой пористости на образцах, отобранных из БАК рассматриваемых двух месторождений, показало, что пористость образцов из непродуктивных скважин, пробуренных в пределах Красноленинского месторождения, не превышает 5%, а в большинстве из них она варьирует от 2 до 3%, тогда как в продуктивных – пористость изменяется в гораздо более широких пределах, достигая 18% (рис. 14а). Основная часть образ-

цов из продуктивных скважин имеет пористость от 3 до 11%.

Распределение пористости в образцах, отобранных из продуктивных и непродуктивных скважин, пробуренных в пределах Салымского месторождения, заметно отличается от ранее рассмотренного. Пористость образцов, отобранных из непродуктивных скважин, изменяется в гораздо более узких пределах – от десятых долей до 3%, причем основная масса образцов, поднятых из этих скважин, имеет пористость менее 1% (рис. 14б). Пористость образцов, отобранных из продуктивных скважин, изменяется в более широких пределах (от 1 до 16%), однако основная их часть обладает пористостью 2–6% (рис. 14б).

Заметно более низкие значения пористости образцов, отобранных из обоих типов скважин Салымского месторождения, чем пористость образцов, поднятых из тех же типов скважин Красноленинского месторождения, скорее всего, объясняются гораздо большей глубиной залегания и, соответственно, большей величиной литостатического давления на верхнеюрские отложения в пределах первого, по сравнению с таковым на втором месторождении.

Можно предположить, что основной вклад во вторичную ёмкость, формирующуюся в породах БАК, подвергшихся тектоно-гидротермальному воздействию, вносит тектоногенная трещиноватость. Действительно, методом ЯМР трещинная ёмкость фиксируется в виде самых крупных «двумерных пор», доля которых в рассматриваемом образце БС составляет почти 3,6% (рис. 15). Однако эти определения трещин-

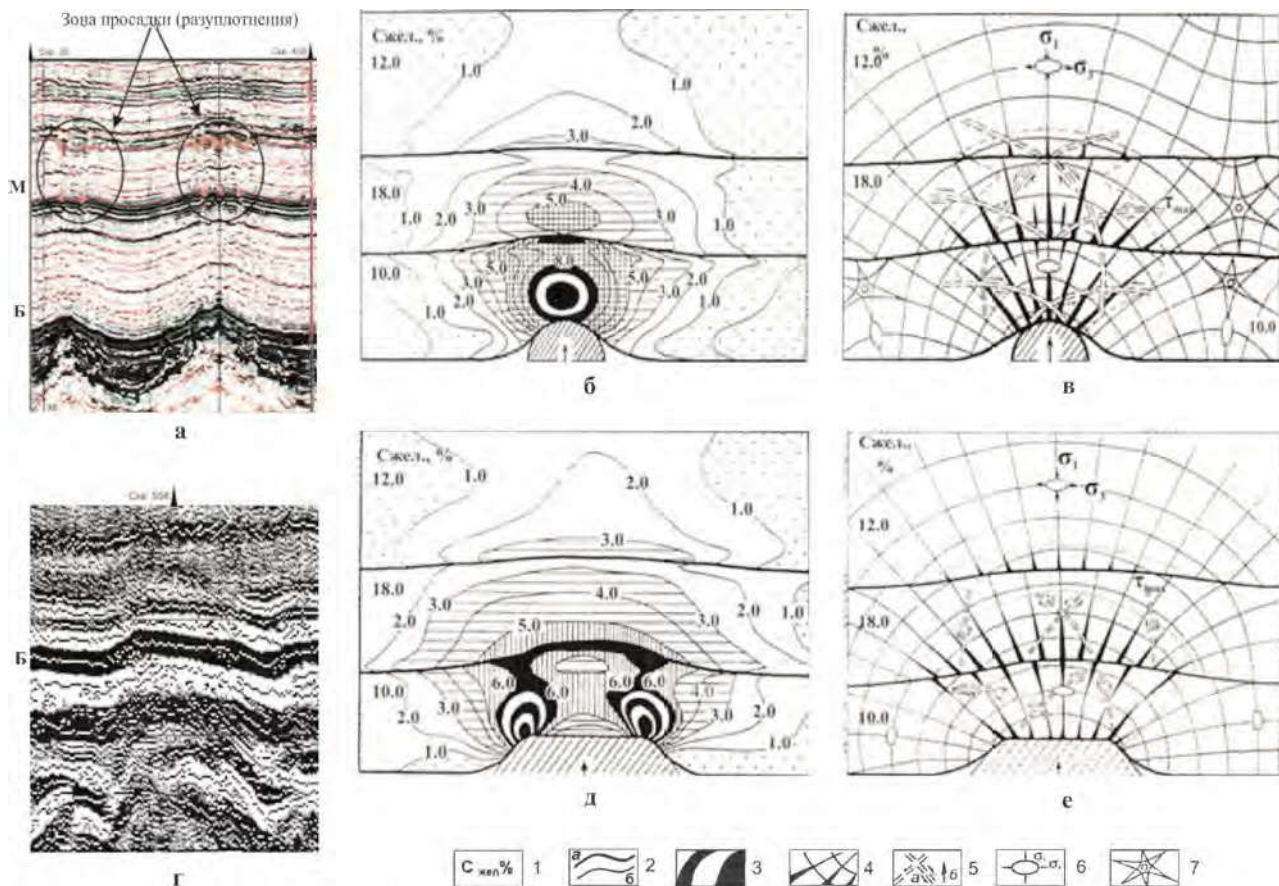


Рис. 17.

Примеры базовых сейсмопрофилей (а, г) и расшифровка построенных на их основе оптико-поляризационных моделей (б, в, д, е); а – Пальновская площадь, г – Салымское месторождение. Условные обозначения: 1 – концентрация желатина; 2: а – границы между желатиновыми слоями, б – изохромы (уровни касательных напряжений); 3 – максимальные значения порядка изохром (более 8); 4 – траектории нормальных напряжений (σ_1), их уширения – прогнозируемые трещины; 5: а – траектории касательных напряжений (τ_{max}), б – направление движения антиклинальных блоков; 6 – эллипсoid деформации; 7 – изотропная точка

ной «пористости» проводились в атмосферных условиях без учета эффективного давления, действующего на образец. Поэтому для получения более достоверных данных о величине трещинной «пористости» необходимо учесть сжимаемость трещиноватых образцов [2]. Учесть сжимаемость образцов можно следующим образом.

Определяется величина открытой пористости трещиноватого образца в атмосферных условиях ($K_{п\text{ атм}}$). Затем определяется тот же параметр в условиях, моделирующих пластовые ($K_{п\text{ пл}}$). Вычисляется величина уменьшения открытой пористости при изменении атмосферных условий на пластовые: $\Delta K_{п} = K_{п\text{ атм}} - K_{п\text{ пл}}$. Очевидно, что полученное значение $\Delta K_{п}$ обусловлено, главным образом, величиной сжимаемости трещин [2]. Затем определяется трещинная «пористость» образца методом ЯМР (рис. 15).

Поскольку исследование образца с помощью ЯМР-релаксометра проводилось в атмосферных условиях, то из полученной на нём вели-

чины трещинной пористости ($K_{п\text{ трещ}}^{\text{атм}}$) необходимо вычесть поправку за пластовые условия, т.е. значение $\Delta K_{п}$. Тогда величина трещинной пористости в условиях, моделирующих пластовые ($K_{п\text{ трещ}}^{\text{пл}}$), будет равна: $K_{п\text{ трещ}}^{\text{пл}} = K_{п\text{ трещ}}^{\text{атм}} - \Delta K_{п}$.

Поскольку главными типами вторичных коллекторов в БАК являются кремнистые и карбонатные породы, т.е. довольно плотные с низким содержанием в их составе ОВ, то они сравнительно легко выделяются в разрезах скважин акустическими и «плотностными» методами ГИС (рис. 16). По данным ГИС определяется протяженность каждого из ППП (распространение по площади), их мощность и строится карта суммарных толщин ППП в пределах анализируемой территории [9, 11].

Примеры определения количества и суммарной толщины ППП в составе бажено-абалакского комплекса по данным ГИС в пределах нескольких площадей и лицензионных участков (ЛУ) приведены в табл. 1. Из полученных данных следует, что в среднем их суммарная мощ-

ность изменяется от 7 до 10 м, а их среднее число варьирует в пределах от 10 до 15, т.е. суммарная мощность ППП в составе рассматриваемых отложений вполне сопоставима с толщиной обычных песчано-алевритовых продуктивных пластов. Однако в большинстве своем отдельные ППП имеют небольшую мощность (0,5–1,5 м) и малую протяженность. Лишь единичные ППП, расположенные обычно в кровельной части АС (чаще всего – $КС_1$), обладают значительной протяженностью и коррелируются в разрезах соседних скважин на расстояния в первые километры.

Однако полученных данных о суммарной мощности ППП недостаточно для оценки запасов нефти в рассматриваемых отложениях. Необходимо также определить площадь, в пределах которой осуществлялось тектоно-гидротермальное воздействие на ППП, без которого невозможно формирование в них вторичных коллекторов, содержащих УВ-залежи, т.е. где потенциально продуктивные пласты или породы (ППП) превращались в продуктивные пласты или породы (ПП).

Выделение участков или зон, в пределах которых происходило тектоно-гидротермальное воздействие на рассматриваемые отложения, осуществляется путем комплексирования данных сейсморазведки и результатов тектонофизического моделирования, выполняемого на основе этих данных [9, 11, 18].

Моделирование проводится двумя методами: **оптико-поляризационным** и **тектоно-седиментационным**.

Оптический метод исследования напряжений основан на явлении двулучепреломления в прозрачных аморфных оптически активных материалах (в наших экспериментах использовался желатин), подвергнутых деформации. При этом изменение двойного лучепреломления в таких телах находится в прямой зависимости от величины напряжений, возникающих в деформируемом теле [3, 18, 23–25].

Точность оптического метода исключительно велика, поэтому он широко применяется в технике при исследованиях сложных систем напряжений, расчёты которых оказываются затруднительными или невозможными. Также трудно получить полное представление о распределении полей напряжений в геологических структурах на основе умозрительных построений, чем широко пользуются геологи в практике своих исследований, что, к сожалению, нередко приводит к грубым ошибкам. Расчёты же полей напряжений даже в случае простых геологических структур оказываются очень сложными и дают неоднозначные результаты. Кроме того, этот метод обеспечивает

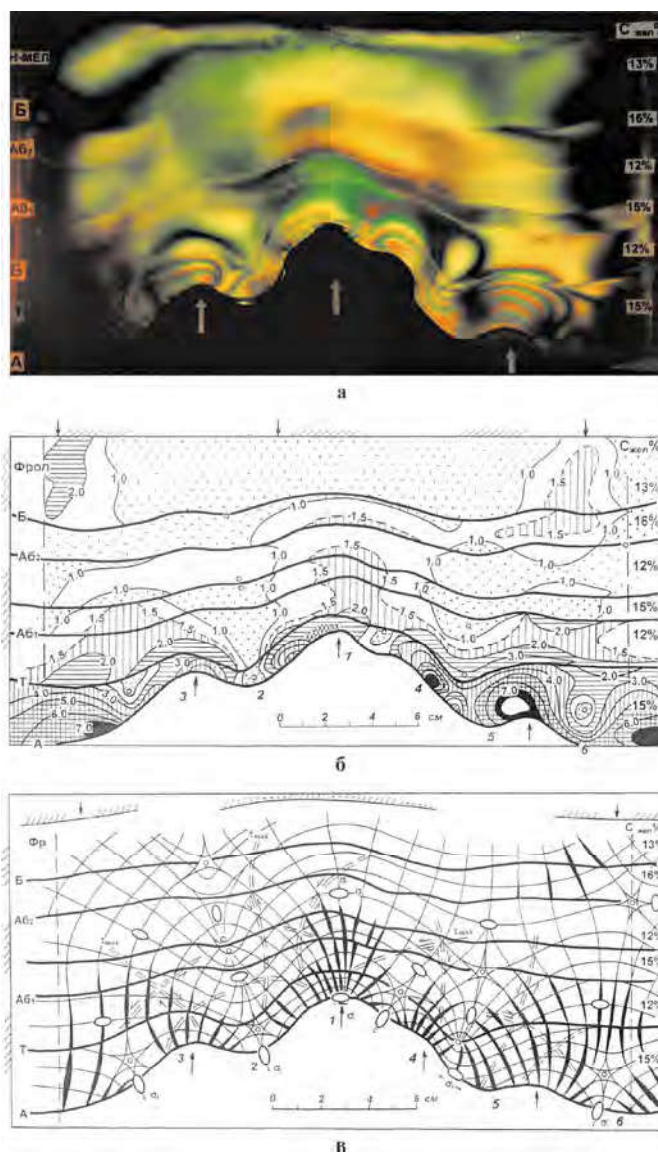


Рис. 18. Оптико-поляризационная модель, построенная по одному из сейсмопрофилей Пальяновской площади (а) и её расшифровка (б, в); условные обозначения – см. рис. 17

относительно строгое соблюдение условий подобия для упругой области деформаций и правомерность сопоставления модели с реальным объектом в тех пределах, в каких отдельные геологические структуры в различных стадиях их развития можно считать односвязными телами. В этом случае 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 [3, 8, 11, 18, 23–25].

Преимущества оптического метода используются для выявления участков повышенных значений касательных напряжений и прогноза в их пределах разрывных дислокаций в направлении траекторий нормальных (σ_1 и σ_3) и ка-

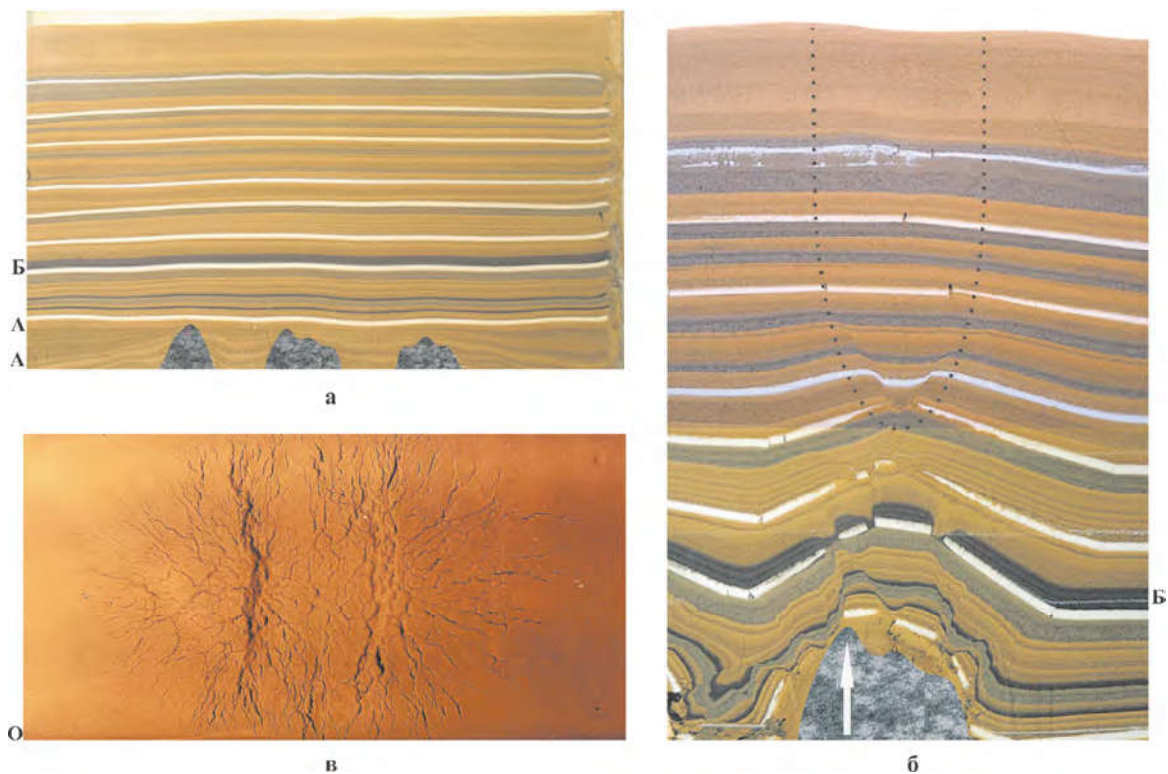


Рис. 19. Фотографии двумерной седиментационной модели в исходном состоянии (а), после роста центрального поднятия с образованием над ним зоны разуплотнения (дробления) или просадки осадков (б) и вид сверху на вышедшую на поверхность модели зону разуплотнения (в)

сательных (τ_{\max}) напряжений, построенных по карте изоклин оптического поля.

Поскольку прогноз типа разрывного нарушения – отрыва или сдвига (скола) связан с нахождением предельных значений нарушающих напряжений в моделируемых объектах, то на диаграммах наносятся оба возможных их вида, образование которых зависит от конкретной геологической обстановки: при одностороннем сжатии прогнозируются сколы и отрывы, в зонах растяжения – отрывы, в зонах сдвига – сколы и отрывы, что, как мы увидим позднее, подтверждается возникновением последних в моделях по прогнозируемым направлениям.

Сначала рассмотрим результаты оптического моделирования на примерах двух простейших антиклинальных структур, встречаемых на сейсмодновременных разрезах различных месторождений и площадей Западной Сибири (рис. 17а, 17б).

Первая оптическая модель позволяет изучить распределение напряжений и осуществить прогноз тектонической трещиноватости в осадках, возникающих в результате роста симметричного антиклинального поднятия, напоминающего своеобразный «подземный вулкан» (рис. 17а). Над вершинами антиклинальных блоков, присутствующих на сейсмодновременном разрезе, изображенном на этом же рисунке,

на некотором расстоянии от них присутствуют трещиноватые зоны разуплотнения (просадки) (рис. 17а).

Вследствие подъёма этого блока в желатиновой модели возникают напряжения, уровню которых соответствуют изохромы различных порядков. Чем выше порядок изохром, тем значительнее напряжения, существующие в этом участке, и тем выше вероятность возникновения в этих участках трещинных дислокаций (рис. 17б, 17в).

Чтобы определить наиболее вероятную ориентацию трещин, которые могут возникнуть в участках с повышенными значениями напряжений, используются направления изоклин, присутствующих в оптико-поляризационных моделях. Полученные результаты свидетельствуют о том, что максимальная концентрация напряжений и, соответственно, максимальная трещиноватость будет наблюдаться непосредственно над вершиной антиклинальной структуры, причём трещины в этом месте будут иметь субвертикальную ориентацию (рис. 17в). Зона дробления будет расширяться по направлению вверх, достигая максимальной ширины на границе нижнего и среднего желатиновых слоёв, соответствующих в модели баженовской толще, а затем она вновь начинает уменьшаться в латеральных размерах, полностью исчезая немного

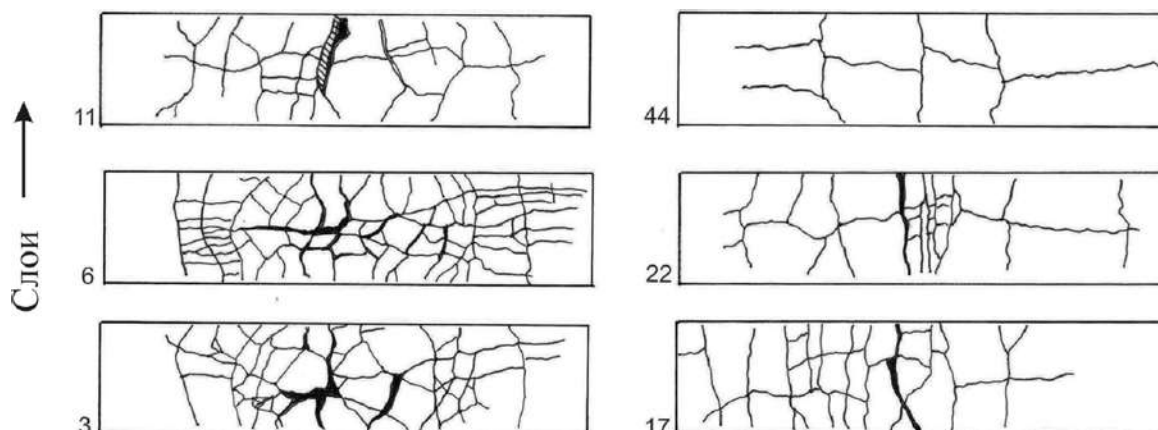


Рис. 20.

Результаты препарирования компетентных слоёв двумерной седиментационной модели главного поднятия Кальчинского месторождения с распределением в них разрывных дислокаций (нумерация слоёв идет по направлению снизу вверх)

выше границы между средним и верхним желатиновыми слоями (рис. 17в).

По мере роста поднятия первоначально образуются трещины в области сжатия, формирующейся непосредственно над его вершиной. Затем вследствие продолжающегося его движения вверх постепенно на некотором удалении (в рассматриваемой модели – на границе первого и второго слоёв и во втором слое) возникает зона растяжения (разуплотнения), которая также характеризуется повышенными значениями касательных напряжений и в которой также возникают условия для образования субвертикальных трещин. Постепенно, по мере роста этого поднятия, трещины, сформировавшиеся в нижней зоне сжатия, поднимаются вверх, а возникшие в зоне растяжения, расположенной в верхних слоях, – устремляются вниз, и в какой-то момент обе трещинные зоны могут соединиться, образовав единую высокопроницаемую субвертикальную зону, по которой становится возможной эффективная миграция флюидов снизу-вверх или в обратном направлении – в зависимости от ориентации градиентов пластовых давлений, существующих между нижними и верхними породами-коллекторами, или нефтематеринской толщей (БС) и породами-коллекторами.

Распределение напряжений, возникающих вследствие роста трапециевидного поднятия, заметным образом отличается от рассмотренного ранее, сформировавшегося над симметричным поднятием (рис. 17д).

Если в первой модели (симметричное поднятие) первый участок максимальных концентраций напряжений (зона сжатия) формируется непосредственно над вершиной этого поднятия, а второй на некотором удалении от него (зона разуплотнения), то во второй (трапециевидное поднятие) участки с максимальными

напряжениями (зоны сжатия) возникли над его крыльями, а в непосредственной близости от его плоской вершины расположился участок с низкими значениями напряжений (рис. 17д). Второй участок повышенных напряжений (зона растяжения) в этой модели возник также на некотором удалении от её вершины, причём она имеет гораздо большую латеральную протяженность, чем сформировавшаяся над первой моделью (рис. 17б, 17д). Субвертикальные высокопроницаемые трещинные зоны в рассматриваемой модели прогнозируются на краях этого поднятия, а в центральной части над его плоской поверхностью могут сохраниться нераздробленные (монокристаллические) участки (рис. 17д, 17е). Поэтому интенсивная вертикальная миграция флюидов в этом случае возможна лишь на бортах трапециевидного поднятия, а не в его центральной части.

Важно отметить, что высокодебитная скважина № 554э, пробуренная на Салымском месторождении и вскрывшая БАК, попала как раз в рассмотренную выше структурно-тектоническую ситуацию, и её «виртуальный» ствол находится именно в субгоризонтальной протяженной зоне дробления, приуроченной к границе нижнего и среднего слоёв оптической модели, имитирующих зону сочленения отложений баженновской и абалакской свит (рис. 17з–17е).

В обеих рассмотренных выше моделях прогнозируемые трещины ориентированы субвертикально по отношению к вершинам поднятий, а по направлению к их крыльям и вниз к их основаниям – начинают наклоняться и принимать всё более пологое положение (рис. 17в, 17е).

Рассмотрим более сложную оптическую модель, построенную по одному из сейсмических профилей Восточно-Пальяновской площади (рис. 18а).

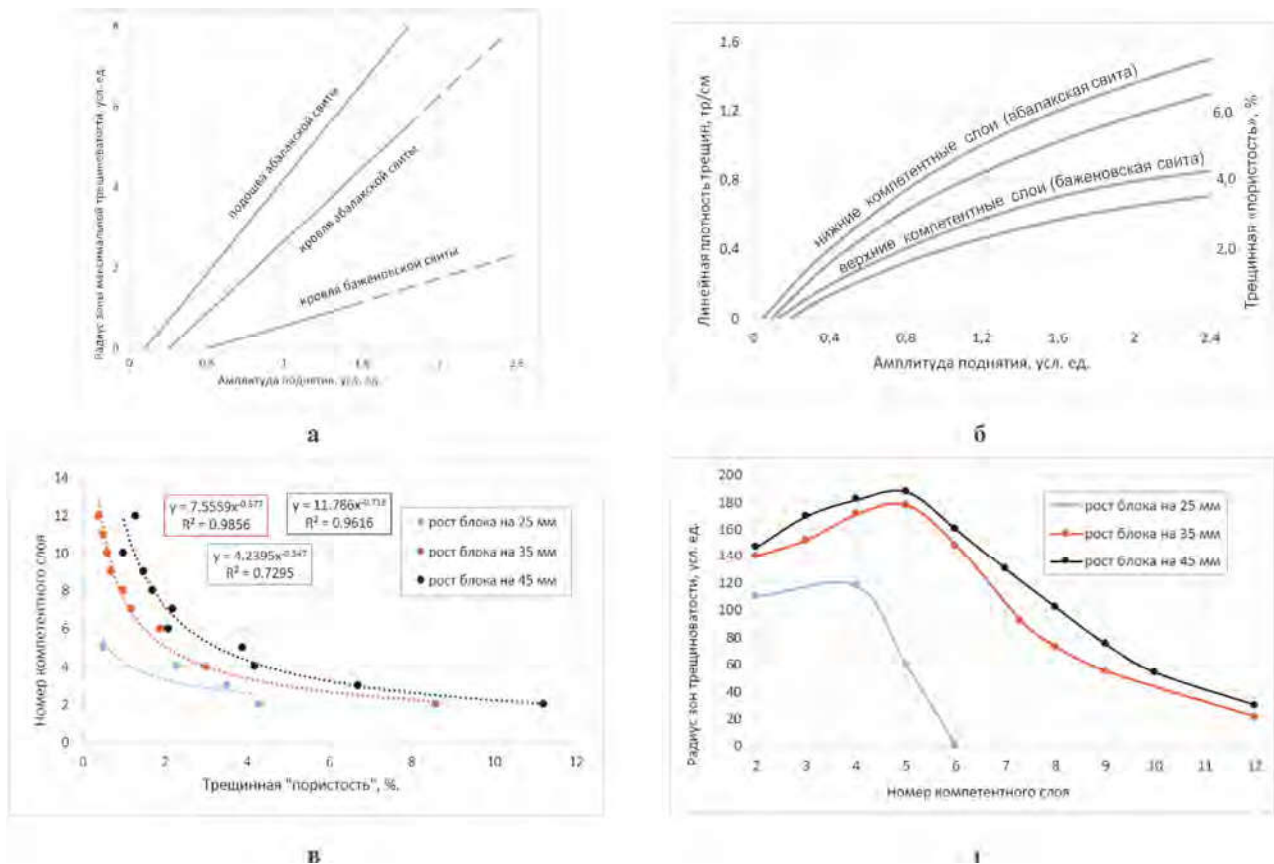


Рис. 21.

Результаты обработки данных по двумерному тектоно-седиментационному моделированию: а – зависимость радиуса зоны максимальной трещиноватости от амплитуды поднятия в компетентных пластах (ППП), моделирующих отложения баженовской и абалакской свит; б – связь линейной плотности трещин и трещинной «пористости» в тех же компетентных пластах, входящих в состав моделей этих же свит; в – связь между величиной трещинной «пористости» и номером компетентного слоя в зависимости от амплитуды поднятия антиклинальных блоков; г – связь между номером компетентного слоя и радиусом зоны трещиноватости в зависимости от амплитуды поднятия тех же антиклинальных блоков

В рассматриваемой модели в целом повторяются те же закономерности, которые наблюдались и в ранее рассмотренных, однако в этой модели появляется большое количество изотропных точек, вблизи которых нормальные напряжения одинаковы во всех направлениях, а тангенциальные равны нулю (рис. 18б, 18в). Иными словами, это участки всестороннего сжатия, в которых происходит уплотнение осадков, и скважины, попадающие в такие участки, при испытании окажутся «сухими» или малодебитными. Второе замечательное свойство изотропных точек заключается в том, что при их пересечении ориентация трещин отрывает свое направление на 90°, и эллипсоид деформации также поворачивается на 90° (рис. 18в).

Таким образом, оптико-поляризационное моделирование позволяет прогнозировать зоны сжатия и разуплотнения (т.е. тектоногенной трещиноватости) в компетентных породах (аналоги

ППП) и ориентацию, а также объемную плотность возникающих в этих зонах трещин.

Седиментационный метод представлен двумя разновидностями – **двумерным** и **трехмерным**.

Двумерное моделирование осуществлялось в камерах с линейными размерами 50×30×10 см. В нижней части камеры располагались подвижные блоки, с помощью которых моделировался рост поднятий заданной формы [9, 18].

Модели приготавливались из двух основных типов осадков: компетентных, моделирующих карбонатные и кремнистые породы (ППП), а также некомпетентных, имитирующих песчано-алевритовые и глинистые пласты. Первые изготавливались из цемента, а вторые – из природных песчано-алевритовых и глинистых осадков.

После завершения экспериментов модели послойно препарировались, и изучались характер распределения трещин в каждом из компетентных слоёв, их ориентация в пространстве,

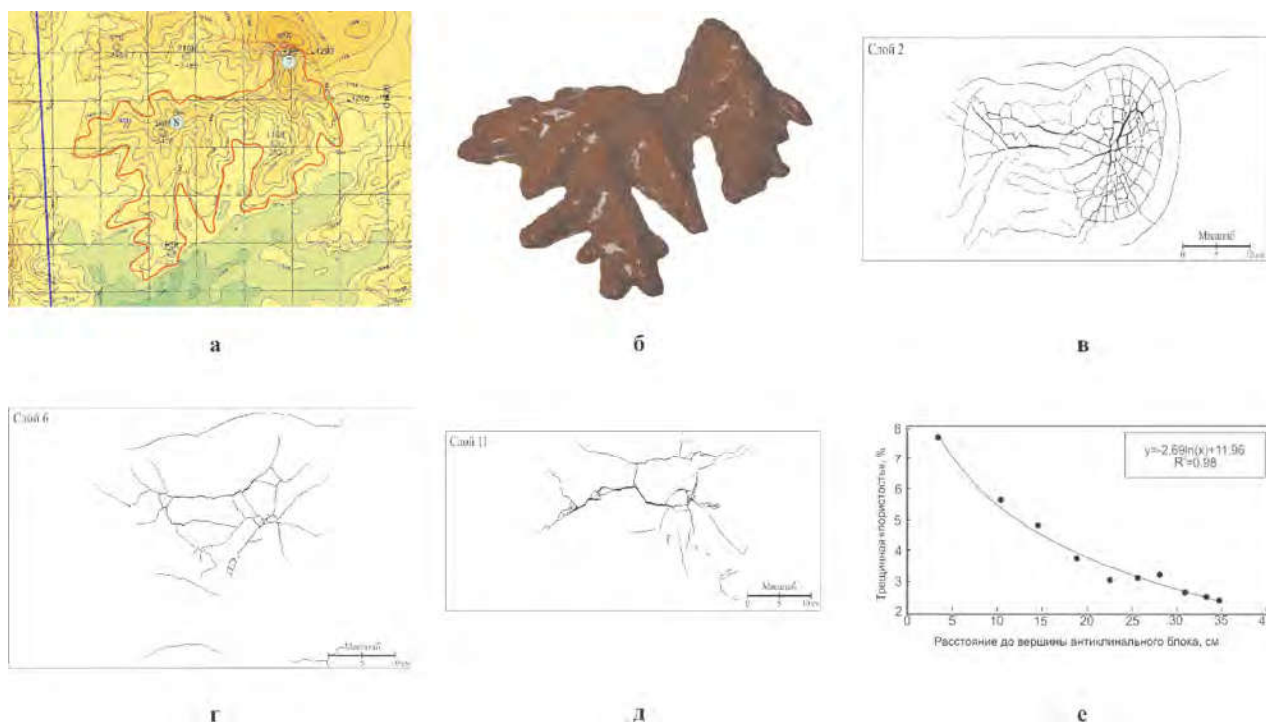


Рис. 22.

Результаты трехмерного тектоно-седиментационного моделирования участка Восточно-Каменной площади: (а) – антиклинальные структуры по отражающему горизонту А, выбранные для моделирования; (б – д) – распределение трещин в компетентных слоях, образовавшихся в них вследствие роста антиклинального блока; (е) – зависимость величины трещинной «пористости» в зависимости от расстояния до вершины антиклинального блока; нумерация компетентных слоёв идет по направлению снизу вверх

протяженность, плотность, а также раскрытость [9, 18].

Следует также обратить внимание на очень важный для тектонофизического моделирования факт – все исследованные структуры имели постседиментационный, т.е. очень молодой (в масштабе геологического времени) возраст. Это подтверждается тем, что все антиклинальные структуры, выявленные по результатам сейсморазведочных работ, прослеживаются, слабо меняясь по амплитуде до самых верхних горизонтов, входящих в состав осадочного чехла Западно-Сибирского осадочного бассейна, а зоны разуплотнения, образующиеся над вершинами поднятий, часто выходят на дневную поверхность, о чём более подробно будет сказано позже.

Двумерные седиментационные модели помогают понять механизм формирования зон разуплотнения или просадки в осадочной толще, которые часто наблюдаются на сейсмических разрезах на некотором расстоянии от вершин поднятий, о чём уже говорилось ранее (рис. 17а). Для этого сравним исходную седиментационную модель и ту же модель после роста центрального антиклинального блока (рис. 19а, 19б). На рисунках хорошо видно, что вследствие роста центрального антиклиналь-

ного блока в первоначально субпараллельных слоях над ним в осадках образовалась зона разуплотнения, проявившаяся в осадках в виде просадки (рис. 19б). Механизм формирования зоны разуплотнения или просадки заключается в следующем. Дело в том, что растущий антиклинальный блок смещает перекрывающие его осадки не только вверх, но и в стороны в субгоризонтальном направлении. Поэтому на некотором расстоянии от его вершины возникает зона растяжения, которая проявляется в виде просадки осадков над вершиной поднятия (рис. 19б). Образование этой зоны было предсказано ранее при рассмотрении оптических моделей (рис. 17б, 17в).

Если антиклинальный блок имеет достаточно большие размеры и амплитуду, то зона разуплотнения может выйти на поверхность седиментационной модели и в зависимости от формы поднятия проявиться на ней, например, в виде грабенообразного провала, покрытого многочисленными разнонаправленными трещинными дислокациями (рис. 19в).

На примере одной из седиментационных моделей рассмотрим, как ведут себя трещинные дислокации в компетентных слоях, возникшие вследствие роста антиклинального блока, начиная от самых нижних и заканчивая самыми верх-

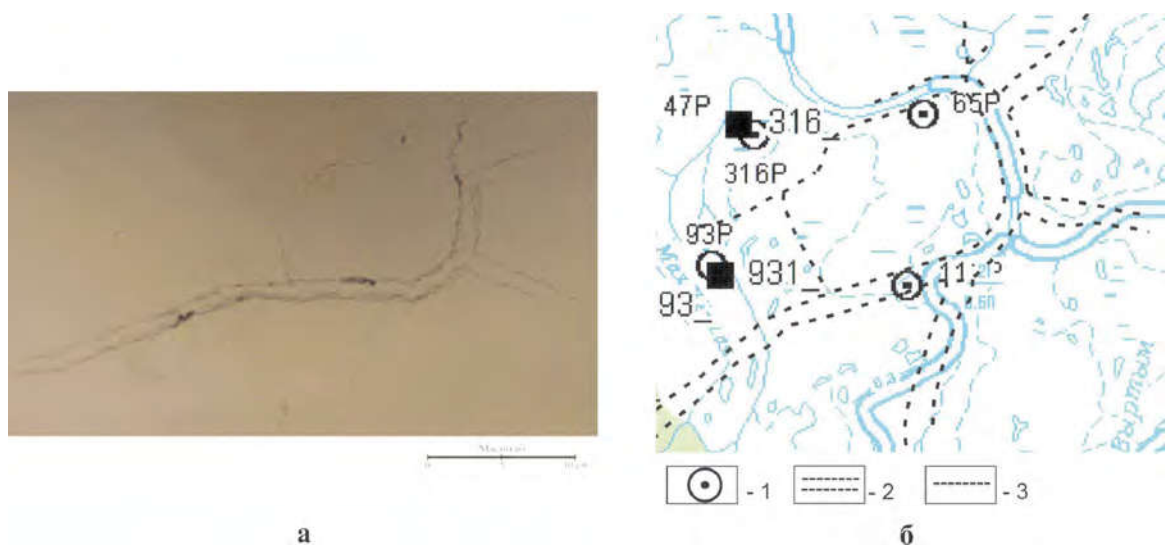


Рис. 23.

Сопоставление морфологии зоны разуплотнения, вышедшей на поверхность трехмерной седиментационной модели, приведенной на рис. 22 (а) с гидрографической картой этого же района (б)

ними. В качестве примера проанализируем результаты препарирования компетентных слоёв, в которых образовались трещины, в седиментационной модели, построенной на основе одного из сейсмодновременных разрезов, пересекающих главное поднятие в пределах Кальчинского месторождения (рис. 20). В препарированных компетентных слоях хорошо видны основные закономерности распределения и морфологии возникших в них дислокаций, а также величина их раскрытости (рис. 20). Эти закономерности заключаются в следующем:

- если в нижних компетентных пластах ориентация возникших трещин напоминает структуру «разбитой тарелки», то по направлению вверх они приобретают ортогональное взаиморасположение;

- плотность и раскрытость трещин по направлению вверх уменьшаются;

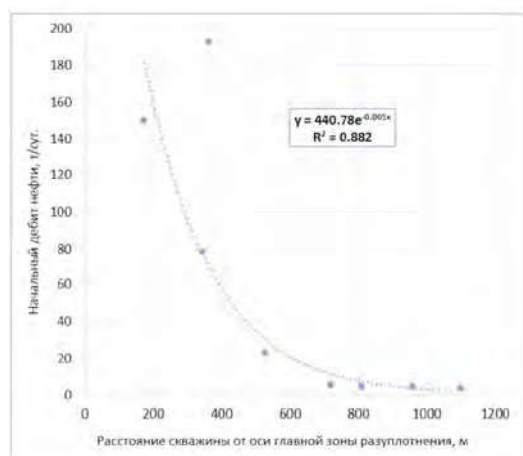
- в каждом компетентном слое возникла своя уникальная система трещин, в которой их расположение не повторяет таковую даже в соседних компетентных пластах.

Таким образом, трещины, образующиеся в различных компетентных пластах, имеющих небольшую мощность (как в БАК), как правило, не совпадают по своему расположению и ориентации, поэтому ожидать существования линейных разрывных нарушений, протягивающихся на значительные расстояния в неоднородной по составу и физико-механическим свойствам осадочной толще, вряд ли можно считать правильным. Зоны дробления, и в частности разуплотнения, скорее всего, представляют собой участки, в пределах которых многочисленные, преимущественно вертикально ориентирован-

ные дислокации, несмотря на их различное расположение и ориентацию в горизонтальной плоскости, тем не менее, пересекаются друг с другом и представляют собой взаимосвязанную (целостную) систему, по которой возможна эффективная вертикальная фильтрация флюидов. По мере роста поднятия формирующаяся над ним система трещин постепенно меняет свою пространственную ориентацию, протяженность и раскрытость (рис. 20).

Выполненное двумерное моделирование позволило установить зависимости радиуса зоны максимальной трещиноватости, линейной плотности трещин и трещинной «пористости» от амплитуды поднятий (рис. 21а, 21б). Наблюдается очевидная закономерность – в компетентных слоях, моделирующих ППП в составе АС, наблюдаются более высокие значения линейной плотности трещин, трещинной «пористости», а также заметно больший радиус зон максимальной трещиноватости по сравнению с таковыми, входящими в состав БС при одной и той же амплитуде поднятий (рис. 21а, 21б).

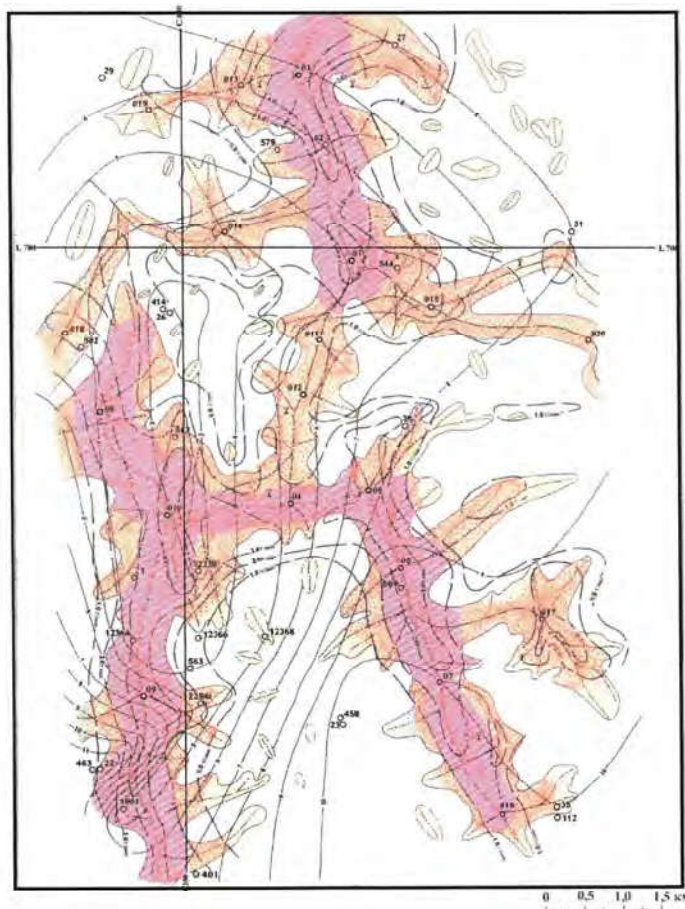
Похожие зависимости получены для блоков, имеющих различную амплитуду, и компетентных слоев, расположенных на различном расстоянии от их вершин, нумерация которых идет по направлению снизу вверх (рис. 21в, 21г). Из этих зависимостей хорошо видно, что над самым малоамплитудным блоком трещины пропадают уже в 6 компетентном слое, над более высокоамплитудными она прослеживается до 12 слоя, причем зависимости имеют экспоненциальный характер, т.е. по мере удаления от вершин антиклинальных блоков величина трещинной «пористости» быстро уменьшается (рис. 21в).



а

Условные обозначения:

- - высокоперспективные; - изопахиты суммарной
 - - перспективные; - толщины потенциально
 - - малоперспективные; - продуктивных пластов
- (ППП), м.



б

Рис. 24.

Зависимость начальных дебитов нефти из скважин от их расстояния до главной оси зоны разуплотнения (а) и структурно-прогнозная схема размещения трещинных коллекторов в баженовской и абалаской свитах Восточно-Пальяновской площади по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования (б)

Установленное ранее с помощью оптического моделирования закономерное увеличение радиуса зоны трещиноватости по мере удаления от вершины антиклинального блока, а затем быстрое его уменьшение подтверждается и результатами двумерного седиментационного моделирования (рис. 17б, 17в, 17д, 17е, 21г).

Трёхмерные седиментационные модели, в отличие от двумерного седиментационного моделирования, позволяющего имитировать лишь отдельные плоские вертикальные фрагменты той или иной площади по аналогии с сейсмсовременными разрезами, способны давать более полную информацию о плотности трещин, формирующихся вследствие роста одного или нескольких блоков в пределах выбранного для моделирования участка по её высоте. Для этого используются данные о структуре поверхности выбранного антиклинального участка, обычно – по отражающему горизонту «А», по которому строятся объёмные модели выбранных поднятий. В трёхмерную седиментационную модель, также, как и в двумерную, закладываются

тонкие (толщиной 2–4 мм) компетентные слои с целью определения ориентации и плотности трещин, которые сформируются в них вследствие их деформации растущими трёхмерными антиклинальными блоками. Размеры трёхмерных моделей составляют 60×40×40 см.

В качестве примера трёхмерной седиментационной модели рассмотрим модель, построенную на основе сейсморазведочных данных, представляющую собой фрагмент с антиклинальным блоком, выбранным в пределах Каменной площади (рис. 22а). По этой антиклинальной структуре была изготовлена модель, повторяющая все её морфологические особенности (рис. 22б), после чего проводилось моделирование роста этого поднятия, а затем, так же, как и при двумерном седиментационном моделировании, осуществлялось её послойное препарирование и изучались закономерности распределения трещин, образовавшихся после роста поднятия в компетентных слоях (рис. 22в–22д).

Анализ полученных результатов дал возможность построить зависимости, подобные

рассмотренным выше при изучении двумерных седиментационных моделей, например, величины трещинной (двумерной) «пористости» от расстояния до вершины антиклинального блока (рис. 22e).

При завершении моделирования зона разуплотнения, сформировавшаяся над этим поднятием, вышла на поверхность модели в форме трещин и протяженных малоамплитудных грабеннообразных провалов (рис. 23a). Сопоставление расположения зоны разуплотнения, возникшей на поверхности трехмерной седиментационной модели рассмотренного ранее фрагмента Каменного месторождения (рис. 23a), с реальной дневной поверхностью этого же участка показало, что соответствие провалов (отвечающих этим зонам разуплотнения) и русел речных проток и ручьев наблюдается не всегда (рис. 23б).

Так, в восточной части рассматриваемого участка отмечается почти идеальное совпадение зоны разуплотнения, вышедшей на поверхность модели с расположением проток реки Оби, причем даже ширина зоны разуплотнения, полученная при седиментационном моделировании, практически полностью совпадает с шириной русел этих проток (рис. 23б). Но в западной половине этого же участка совпадение зон разуплотнения, протянувшихся в западном направлении (по данным седиментационного моделирования) с реальной гидрографической обстановкой этого же участка гораздо хуже. Отмечается лишь цепочка мелких озер, примыкающих к самой крупной из них, и небольшой ручей, протекающий по этой же зоне разуплотнения в юго-западной части рассматриваемого участка (рис. 23б). Отсутствие полного совпадения зон разуплотнения по данным седиментационного моделирования с реальной гидрографией этого участка, скорее всего, объясняется особенностями регионального уклона земной поверхности на рассматриваемой территории. В восточной части уклон поверхности совпадает с направлением зоны разуплотнения, и обские протоки текут по этим зонам разуплотнения, а в западной части этой территории отсутствуют сколь угодно значительные водные артерии. Поэтому зоны разуплотнения, которые прогнозируются в этом участке, практически никак себя не проявили в условиях реальной земной поверхности, если не считать цепочки мелких озер и ручьев, тяготеющих к этим зонам (рис. 23б).

Таким образом, полученные в результате тектонофизического моделирования данные ясно указывают на то, что если вторичные коллекторы, сформировавшиеся в БАК, имеют тектоно-гидротермальное происхождение, то должна наблюдаться зависимость дебитов скважин,

вскрывших эти свиты, от расстояния до оси зон разуплотнения (тектоногенной трещиноватости), сформировавшихся над антиклинальными блоками. Действительно, имеется зависимость начальных дебитов, полученных из скважин, вскрывших эти свиты, от расстояния до главных осей зон разуплотнения (рис. 24a). Из полученной зависимости следует, что скважины, пробуренные на расстоянии около 600 м и более от оси главной зоны разуплотнения, будут давать непромышленные дебиты нефти (рис. 24a). Для того, чтобы эти скважины стали давать рентабельные дебиты нефти, необходимо провести в них гидроразрыв, который позволит соединить их с зонами тектоногенной трещиноватости в ПП, расположенными в непосредственной близости от оси главной зоны разуплотнения, которые и содержат основные запасы нефти в рассматриваемых свитах.

Пример прогнозной карты с вынесенными на нее по результатам тектонофизического моделирования, осуществленного на основе данных 3D-сейсморазведки, перспективными зонами трех категорий, приведен на рис. 24б. Кроме того, на этой карте также нанесены изопахиты суммарных толщин ППП, входящих в состав БАК, т.к. от их мощности зависит объем вторичной трещинной и трещинно-кавернозной емкости, формирующейся в них в результате тектоно-гидротермального воздействия, а значит – и запасы нефти, содержащейся в них.

Существует еще один немаловажный параметр, используемый при подсчете запасов объемным методом – это **коэффициент нефтенасыщения** (Кн). Прямые определения этого коэффициента в лабораторных условиях связаны с объективными трудностями из-за низких фильтрационно-емкостных свойств рассматриваемых отложений, поэтому, принимая во внимание безводные притоки нефти из этих отложений, большинство исследователей совершенно справедливо принимает этот коэффициент близким к единице. Действительно, вода, присутствующая в битуминозных отложениях, относится к категории связанной, а потому не занимает эффективное поровое пространство, практически полностью заполненное УВ и Бит. Она настолько прочно связана с породой, что частично сохраняется в образцах при их нагревании до 250 °С и даже более.

Обсуждение полученных результатов

Геологи-нефтяники отлично понимают роль трещиноватости в фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных толщ, поэтому неоднократно предпринимались попытки выделения зон тектонического дробления по данным

сейсморазведки [16, 27, 28]. Однако для тонкослоистого разреза БАК, в котором толщина отдельных ППП составляет от первых десятков сантиметров до 2–2,5 м эти методы малоэффективны. Очевидно, что именно комплексирование данных сейсморазведки с результатами тектонофизического моделирования, выполненного на их основе, позволяет проводить более достоверный прогноз территорий распространения вторичных коллекторов в БАК и даже на качественном уровне оценивать величину вторичной трещинной «пористости», что подтверждается результатами испытаний разведочных и эксплуатационных скважин [9, 11]. Поэтому проанализируем более подробно закономерности, наблюдаемые в распределении трещин и их плотности в зависимости от амплитуды того или иного поднятия, толщины слоёв, моделирующих продуктивные карбонатные и кремнистые пласты (ППП), входящие в состав БАК, а также от их положения в осадочном разрезе.

Как показали проведённые эксперименты по тектонофизическому моделированию, плотность трещин, возникающих в компетентных слоях, а также величина их раскрытости и площадь формирующейся над поднятием зоны деструкции при прочих равных условиях зависит от их толщины: чем толще компетентный слой, тем меньше плотность образующихся в нём трещин, однако больше величина их раскрытости и значительно больше площадь их распространения. Напротив, чем тоньше компетентные пласты, тем выше в них плотность трещин, но меньше их раскрытость и площадь их распространения. Минимальные расстояния между трещинами отмечаются в самых тонких прослоях силицитов, имеющих толщину около 3–10 см. В них расстояние между трещинами изменяется от 2–3 до 10–15 мм (рис. 1в).

Кроме того, проявляется ещё одна закономерность, связанная с тем, что радиус зоны трещиноватости, возникающей над растущим поднятием, зависит от его линейных размеров – чем больше радиус поднятия (при одинаковой амплитуде), тем значительно больше латеральные размеры зоны дробления, формирующейся над ним.

Следует также обратить внимание на тот факт, что если растущие антиклинальные блоки близко расположены по отношению друг к другу, то зоны трещиноватости, образовавшиеся над ними в осадках, моделирующих отложения БАК, сливаются в единую обширную зону дробления, поэтому в природных условиях в такой зоне могут присутствовать значительные запасы УВ.

С практической точки зрения большое значение имеет прогноз средних расстояний между трещинами, формирующимися в компетентных пластах или ППП, т.к. от этого будет зависеть степень вероятности попадания в трещину или трещины ствола скважины. В этой связи сделаем по этому поводу ряд некоторых общих замечаний.

Наибольшая плотность трещин или минимальные расстояния между трещинами должны существовать в самых тонких ППП, о чем уже говорилось ранее, поэтому максимальная вероятность попадания в процессе бурения скважины в трещинную зону существует в самых маломощных ППП. Если принять в качестве оценочных полученные экспериментальные данные, то можно предположить, что расстояние между трещинами в этих слоях будет примерно соответствовать их мощности в участках максимального дробления (вблизи оси зоны разуплотнения) или превышать их мощность в 4–6 раз в зонах умеренной трещиноватости (на заметном удалении от оси этой зоны). Поэтому, если в 0,3–0,5-метровом ППП минимальное расстояние между трещинами может составить примерно те же 0,3–0,5 м в зоне максимального дробления, то в участках с умеренной трещиноватостью расстояние между ближайшими трещинами в пластах такой же мощности составит уже около 1,5–2,5 м, а в среднем – 0,5–1,0 м. В ППП, имеющих мощность 1,5–2,0 м, соответствующие расстояния между ближайшими трещинами будут изменяться от 1,5–2,0 м до 7,5–10,0 м. Важно отметить, что из результатов седиментационного моделирования следует, что все трещины, слагающие зону деструкции в одном и том же ППП, взаимосвязаны друг с другом, поэтому при попадании скважиной хотя бы в одну из трещин её **будет дренироваться вся эта зона.**

Понятно, что вряд ли можно напрямую переносить полученные в экспериментах зависимости между толщиной компетентных слоёв и расстоянием между трещинами, образующимися в них на природные объекты. Поэтому были проанализированы данные о трещиноватости в песчаниках и алевролитах, вскрытых в природных разрезах различных районов Карпат [14]. Анализ приведённых в этой работе результатов исследований показал, что в песчаниках и алевролитах флишевых отложений Карпат расстояние между субвертикальными трещинами превышает их толщину в 1,4–1,5 раз. Толщина этих пластов изменялась от первых сантиметров до двух с лишним метров, что в первом приближении соответствует мощности ППП, входящих в состав БАК.

Очевидно, что для более детального сопоставления результатов тектоно-седиментационного моделирования и данных полевых наблюдений необходимо учитывать амплитуды поднятий, над которыми происходит формирование зон трещиноватости, а также их морфологию. Тем не менее, можно отметить, что в целом отмечаются явные сходства в соотношениях мощности слоя и расстояниях между трещинами в нём. В наших экспериментах расстояние между трещинами вблизи вершины антиклинального блока в среднем оказалось больше мощности компетентных слоёв в 1,5–2,0 раза, а в природных объектах – в 1,4–1,5 раз.

Исходя из приведённых выше оценок расстояний между ближайшими трещинами в компетентных пластах различной мощности, при бурении скважин на обсуждаемые верхнеюрские объекты, чтобы не пропустить зону тектонического дробления (или разуплотнения), после бурения скважин вблизи оси зоны разуплотнения необходимо делать пусть даже неглубокий (малообъёмный) гидроразрыв с протяженностью трещин порядка 15–20 м.

Следующей чрезвычайно важной с точки зрения поисков и разработки трещинных коллекторов задачей является достоверный прогноз ориентации возникающих тектоногенных трещин. На основе полученных экспериментальных данных можно заключить, что над небольшими изометричными поднятиями формируются округлые зоны дробления, напоминающие по форме структуру разбитой тарелки, в которой по краям образуются дугообразные трещины, а в центральной части радиальные и реже – субперпендикулярные (рис. 20). Над крупным продолговатым поднятием формируется субперпендикулярная сеть трещин, причём преобладают трещины, ориентированные вдоль его оси и бортов, эти же трещины имеют максимальную раскрытость. Поэтому при бурении горизонтальных скважин необходимо учитывать морфологию поднятия, над которым прогнозируется существование тектоногенной зоны трещиноватости.

Несомненный интерес также представляет оценка латеральных размеров зоны трещиноватости, возникающей над образовавшимися поднятиями. Анализ полученных экспериментальных данных показал, что можно приблизительно (на качественном уровне) определить ширину такой зоны, связав её размеры с амплитудой этих поднятий. Максимальная ширина трещиновой зоны разуплотнения, формирующейся над поднятиями, примерно в 5–6 раз больше их амплитуды. Поэтому, если амплитуда антиклинального блока составляет порядка 100–150 м,

то максимальная ширина зоны дробления над таким блоком может варьировать в пределах от 500–600 м до 750–900 м.

Анализ зависимости расстояния продуктивных скважин, вскрывших БАК, от оси зоны разуплотнения и их дебита показал, что скважины, в которых получены притоки нефти из ПП, входящих в состав этого комплекса, расположены на расстоянии не более 500–600 м от оси зон разуплотнения (рис. 24а). Расстояние наиболее высокодебитных скважин от оси разуплотнения не превышает 350–400 м (рис. 24а). Таким образом, полученные на основе моделирования результаты, в первом приближении соответствуют данным промысловых испытаний. Проведенные исследования позволили оценить следующий важный параметр, используемый при подсчете запасов объёмным методом – **площадь** УВ-залежей в БАК (рис. 24б).

Изучение степени успешности прогнозов, выполненных для БАК на основе комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования на примере 12 площадей и ЛУ, показало, что этот показатель изменяется от 66 до 100%. Было установлено также, что степень достоверности прогнозов напрямую зависит от качества исходной геолого-геофизической информации. Поэтому при проведении поисково-разведочного и эксплуатационного бурения скважин на площадях, освещённых сейсморазведочными работами, следует осуществлять тектонофизическое моделирование в их пределах с целью выделения наиболее перспективных участков с максимально высокими ФЕС пород-коллекторов в составе БАК, чтобы грамотно организовать сначала разведку, а затем и разработку УВ-залежей в пределах этих площадей и, наконец, провести подсчет запасов УВ, содержащихся в этих отложениях.

Часть специалистов, занимающихся подсчетом запасов в БС, предлагают выделять два типа коллекторов: I тип – естественный коллектор (т.е. «добровольно» отдающий нефть без применения дополнительных мероприятий) и II тип – коллектор, отдающий нефть в результате технологической стимуляции, чаще всего представляющей собой гидроразрыв пласта [5, 12]. Коллектора, относящиеся к первому типу, подробно рассмотрены ранее (рис. 1–6). На вопрос о том, что представляют собой коллектора II типа, возможны, как минимум два ответа. Во-первых, вполне вероятно, что в результате гидроразрыва возникающие трещины соединяют ствол первоначально «сухой» или малодебитной скважины с зоной развития коллекторов I типа и она начинает работать за счет притоков нефти из этого типа коллекторов, о чем

говорилось ранее (проведение малообъемных ГРП). Во-вторых, не исключена вероятность, что в результате гидроразрыва происходит увеличение величины раскрытости многочисленных микротрещин, присутствующих в ППП, включая обладающие микронной толщиной (*рис. 1в*), благодаря чему их проницаемость возрастает, и они начинают более активно отдавать содержащуюся в них нефть.

На основе полученных результатов попробуем восстановить механизм формирования коллекторов и УВ залежей в БАК, без чего невозможно осуществить подсчет запасов в этих отложениях.

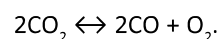
Из астеносферы поднимаются магматические тела, над которыми формируются зоны напряжений. При преодолении величин этих напряжений прочности перекрывающих пород образуются зоны дробления, по которым вследствие падения давления вверх устремляются высокоэнтальпийные флюиды, находившиеся до этого момента в растворенном состоянии в этих магматических телах. Поднимаясь вверх, эти тела формируют в перекрывающих их породах антиклинальные структуры различной формы и размера, напоминающие по форме, например, «подземные вулканы», или трапециевидные тела (*рис. 17а, 17б*).

Высокоэнтальпийные флюиды, отделившиеся от магматических тел, мобилизуют поровую воду, сначала содержащуюся в породах фундамента, а затем и в осадочном чехле, что приводит к формированию высокоэнтальпийных ГФ, имеющих очень высокую (надкритическую) температуру. В результате тектонического дробления в БАК начинается формирование вторичных коллекторов трещинного (в силицитах) и трещинно-кавернозного (в карбонатах) типов. В БС одновременно под действием высокоэнтальпийных ГФ, проникающих в неё по возникшим зонам дробления, происходит термолитиз присутствующего в её составе $ОВ_{исх'}$, которое начинает генерировать нефтиды. Сам флюид представляет в это время гомогенную смесь УВ, гетеросоединений и воды. По мере остывания этого флюида происходит его разделение на две фазы, в результате чего образуется нефтидо-водная эмульсия. Водная фаза вследствие охлаждения ГФ оказывается пересыщенной растворенными в ней минеральными компонентами, в результате чего из неё начинают кристаллизоваться гидротермальные минералы, которые из-за их быстрого роста захватывают капельки нефтяной эмульсии и в результате этого окрашиваются в желтые (кварц) и бурые (карбонаты) цвета (*рис. 5а–5з*).

Казалось бы, превращение $ОВ_{исх}$ в нефтиды должно приводить к образованию вторичной пористости. Однако объем образующихся нефтидов превышает объем $ОВ_{исх'}$, что приводит к флюидоразрыву пород с высоким содержанием ОВ и активной эмиграции газообразных и жидких УВ и части растворенных в них гетеросоединений в ближайшие коллекторы, и в первую очередь, в образовавшиеся в БАК. Наиболее высокомолекулярные УВ и гетеросоединения остаются на месте из-за их высокой вязкости, причем основная их часть по мере остывания переходит в твердое состояние. Появление Бит в «свободном виде» в форме маломощных линзочек и прослоев свидетельствует о том, что в момент превращения $ОВ_{исх}$ в нефтиды породы БС с высоким содержанием ОВ приобрели пластичное состояние, и все поровое пространство, занимаемое до этого $ОВ_{исх}$ оказалось заполненным Бит, а его «излишки», выжатые давлением перекрывающих отложений, появились в виде упомянутых линз и прослоев (*рис. 7*). В этих участках, подверженных тектоно-гидротермальному воздействию, БС стала **битуминозной**. В зависимости от качества и мощности флюидопоров, окружающих БАК сверху и снизу, в них может сохраняться аномально высокое давление, превышающее гидростатическое для этих глубин.

Вода, входившая в состав ГФ, по мере её охлаждения «вернулась» в поровое пространство пород, из которых она до этого была мобилизована высокоэнтальпийным флюидом, и заняла самые мелкие поры в породах БАК, а также частично вошла в состав новообразованных гидротермальных минералов, представленных каолинитом (диккитом), гармотомом (цеолитная вода) и др. (*рис. 1е, 6д, 6е*). Действительно, нагрев обычных (не ППП) образцов, отобранных из БАК (с использованием реторты) до 250 °С показал, что содержание в них воды в 2–5 раз превышает таковое УВ (в БС) и до 30 и более раз (в АС). При этом, по данным пиролитических исследований, в составе образцов, отобранных из БС (не ППП), отмечается высокое содержание тяжелых УВ и Бит, а в таковых, поднятых из АС, напротив, преобладают низкомолекулярные УВ, а концентрация Бит невелика. То есть Бит, генерируемые $ОВ_{исх'}$ из-за высокой вязкости преимущественно остаются в составе БС и не эмигрируют на большие расстояния. Этот тип пород, как уже отмечалось ранее, можно назвать генератором нефтидов. Только небольшая часть образовавшегося Бит в виде гетеросоединений, входящих в состав образующейся нефти, эмигрирует во второй тип, т.е. в породы-коллекторы (ПП).

Нахождение среди новообразованных гидротермальных минералов сульфатов (ангидрита, барита) в кавернах и трещинах ПП указывает на присутствие кислорода, который окислил серу, находившуюся в составе тиобитума и/или пирита. Этот феномен объясняется полученными нами экспериментальными данными, свидетельствующими о том, что при высоких температурах (ориентировочно около 300 °С и выше) углекислота начинает активно проявлять свойства окислителя, поэтому можно написать следующее уравнение, отражающее динамическое равновесие:



При увеличении давления, в соответствии с принципом Ле Шателье, равновесие сдвигается влево, т.е. отмечается образование из окиси углерода и кислорода углекислоты. Напротив, при резком снижении давления (например, в результате образования трещин в фундаменте и осадочном чехле над поднимающимся из астеносферы магматическим телом) рассматриваемое равновесие смещается вправо, т.е. в системе появляются кислород и окись углерода. Образовавшийся кислород реагирует с тиобитумом и пиритом, окисляя их с образованием серной кислоты, которая, в свою очередь, взаимодействуя с карбонатами, образует сульфаты и углекислоту.

В результате неполного окисления углерода ОВ кислородом образуется дополнительное количество СО. Водород, который является обычным компонентом ювенильных флюидов, реагирует с СО с образованием углеводородов (процесс Фишера – Тропша), что приводит к увеличению суммарного количества нафтидов, формирующих залежи нефти в БАК.

Таким образом, тектоно-гидротермальное воздействие на рассматриваемые отложения не только приводит к формированию вторичных коллекторов и генерации нафтидов из ОВ_{исх}, присутствующего в составе БС, но и активному образованию дополнительных объемов «ювенильных» УВ.

Выводы

Выделение в осадочном разрезе отложений БАК однозначно осуществляется по результатам ГИС, в то время как проведение границы между баженовской и абалакской свитами вызывает определенные трудности. Поскольку по полученным данным вторичные коллекторы и в баженовской, и в абалакской свитах имеют одно и то же тектоно-гидротермальное происхождение, то представляется вполне логичным объединить их в единый БАК и оценивать их сум-

марные запасы, не подразделяя на отдельные объекты.

По данным ГИС также достаточно надежно в составе верхнеюрских отложений выделяются ППП, определяется их мощность, и строятся карты их суммарных толщин в пределах интересующих территорий.

На основе комплексирования данных сейсморазведки и результатов тектонофизического моделирования, выполненного на основе этих данных, осуществляется прогноз площадного распространения вторичных коллекторов тектоно-гидротермального происхождения в БАК. По полученным данным о мощности ППП и площади, в пределах которой происходило формирование в них вторичных коллекторов (ПП) тектоно-гидротермального происхождения, определяется их объем.

Следующий этап – это оценка величины пористости в выделенных объемах ПП. Однако в этом заключается основная трудность при подсчете запасов в БАК, т.к. необходимо оценить величину первичной (в радиоляритах, фосфоритовых копролитах) и вторичной (в силицитах и карбонатах) пористости, которая могла сформироваться в ППП в результате тектоно-гидротермального воздействия на них. Пока, к сожалению, отсутствуют достаточно надежные методы определения этих видов пористости с помощью данных ГИС, поэтому, вероятно, придется использовать экспертные оценки, основанные на установленных с помощью петрофизических исследований образцов ядра, значениях пористости трещиноватых разновидностей силицитов (например, 3–5%) и псевдогранулярной пористости радиоляритов (например, 10–12%), а также фосфоритовых копролитов (например, 14–16%) (рис. 3, 6, 15). Однако вряд ли по данным ГИС можно надежно отличить силициты от радиоляритов, имеющих небольшую толщину, выделить сантиметровые прослои фосфоритовых копролитов, а тем более – определить их пористость. Еще сложнее оценить трещинно-кавернозную «пористость», формирующуюся в карбонатных разновидностях ППП. Для этого можно применить рентгеновскую томографию и/или газовольюметрический метод при исследованиях полноразмерного карбонатного ядра, сохранившего свою целостность, несмотря на наличие в нем трещин и каверн (рис. 5а–5г).

Большие надежды связываются с методом ЯМК, однако он фиксирует суммарное водородосодержание подвижных флюидов в поровом пространстве пород без их подразделения на воду и УВ. Хотя, как отмечалось ранее, можно с большой долей вероятности предполагать, что именно самые крупные поры, трещины и ка-

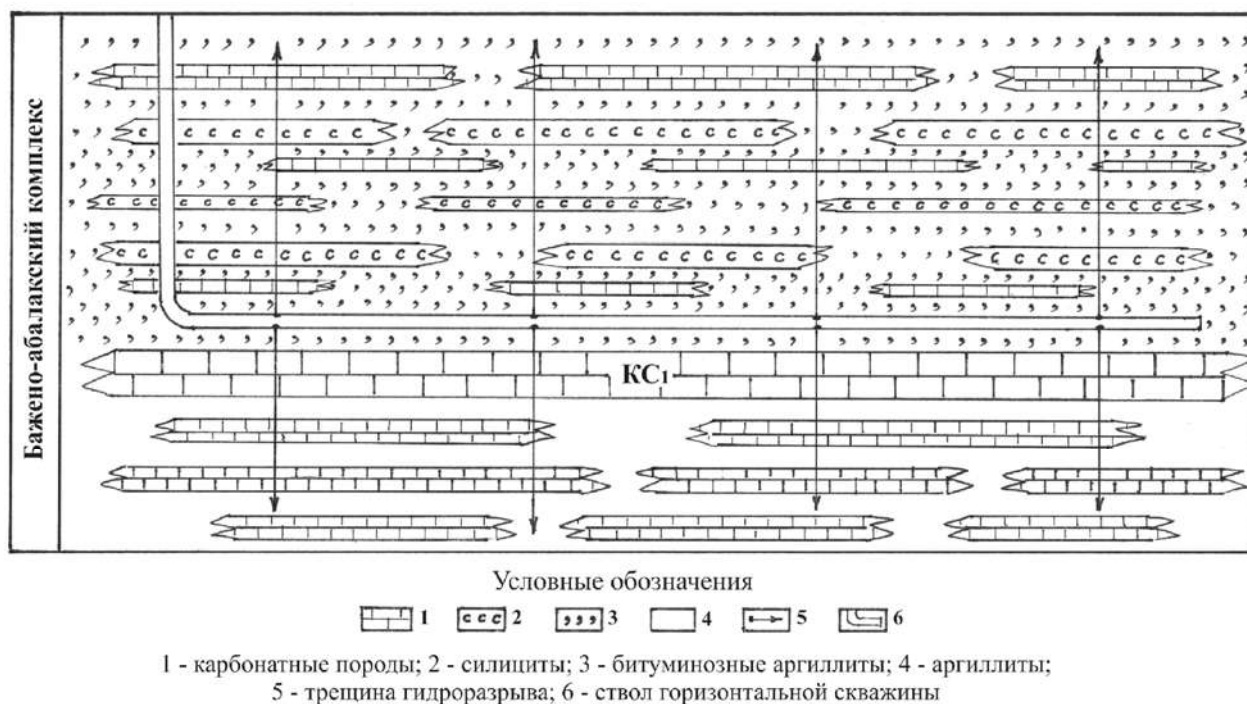


Рис. 25.

Схема проведения многостадийного гидроразрыва в горизонтальной скважине, пробуренной в бажено-абалакском комплексе: 1 – карбонатные породы; 2 – силициты; 3 – битуминозные аргиллиты; 4 – аргиллиты; 5 – трещина гидроразрыва; 6 – ствол горизонтальной скважины

верны заняты УВ, а мелкие – связанной водой. Высокомолекулярные УВ и гетеросоединения, большая часть которых входит в состав битума, как и связанная вода, имеют очень короткие времена релаксации, поэтому объем, занимаемый ими, вместе со связанной водой можно легко исключить из величины общей пористости, оставив лишь её эффективную часть, участвующую в подсчете запасов (рис. 3в, 3д, 6г, 15). Действительно, высокомолекулярные УВ и гетеросоединения, входящие в состав Бит, практически не извлекаются из порового пространства при разработке БАК, а остаются в порах, трещинах и кавернах (рис. 1а, 1б, 1д, 1е, 5д, 6в, 7, 8а, 8б, 11).

Тем не менее, комплексируя результаты определения пористости методом ЯМР и данные пиролиза, можно в неэкстрагированном керне пород-коллекторов оценить содержание остаточной воды и УВ, допуская, что пик S_1 характеризует количество «свободных» УВ, присутствующих в образце. Тогда, переведя весовое содержание УВ (нефти) в объемное ($V_{нефть}^{S1}$) и зная суммарный объем (по данным ЯМР) жидкой фазы ($V_{сум}^{ЯМР}$), можно определить объемное содержание остаточной воды ($V_{ов}$) в образце: $V_{ов} = V_{сум}^{ЯМР} - V_{нефть}^{S1}$. Затем, донасытив образец, например, водой ($V_{нас}^{ЯМР}$), можно определить эффективную ёмкость образца методом ЯМР ($V_{эф}$): $V_{эф} = V_{нас}^{ЯМР} - V_{ов}$.

При проведении петрофизических исследований керна, отобранного из БАК, следует обратить особое внимание на долю пустотного пространства, обусловленную микротрещинами, т.к. вполне вероятно, что повышенная пористость образцов, отобранных из продуктивных интервалов БАК, во многом обусловлена именно наличием этой микротрещиноватости, величина которой может составлять от 0,3–0,5 до 3–4% (рис. 1в, 15).

Полученные с помощью тектонофизического моделирования значения вторичной (тектоногенной) трещинной «пористости» носят существенно ориентировочный характер. Однако, тем не менее, они объясняют, почему при прочих равных условиях дебиты нефти, получаемые из ПП, входящих в состав АС, гораздо больше, чем из аналогичных по мощности ПП, содержащихся в баженовской свите. Действительно, и плотность трещин, и их раскрытость, и величина самой трещинной «пористости» по результатам тектонофизического моделирования в «абалакских» ПП заметно выше, чем в «баженовских» (рис. 20, 21, 22в–22е).

На основе комплексов данных о суммарной мощности ППП, площади их распространения, а также прогнозирования зон дробления (по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования, выполненного на их основе) определяется объем продуктивных

отложений в составе БАК. Остается до конца не решенной проблема прогноза величины вторичной пористости, формирующейся в ППП, входящих в состав БАК, в результате воздействия на них тектоно-гидротермальных процессов и превращения их в ПП. Поэтому с целью получения более достоверных связей между структурным планом (по отражающему горизонту А) и величиной тектоногенной трещиной «пористости», а также площадью зон дробления в БАК, следует продолжить тектонофизическое моделирование, используя в качестве основы данные сейсморазведки и результаты промыслово-геофизических исследований.

Поскольку подавляющее большинство продуктивных пластов кремнистого и карбонатного состава (ПП), приурочены к зонам тектоно-гидротермального воздействия на БАК и имеют небольшую протяженность (вероятно, первые сотни метров, реже – первые километры), то наиболее эффективным способом их разработки является метод многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах (рис. 25).

Если ПП обладают достаточно большой мощностью и протяженностью, как, например, пласт КС₁, то УВ-залежь, присутствующую в них, можно будет разрабатывать одной или единичными скважинами. Примерами могут служить

скв. № 15 Ем-Еговского месторождения, из которой добыто около 1 млн т нефти, или четыре скважины (№ 27, 28, 54 и 64), добыча из которых составила более половины от всего объема нефти, полученной на Салымском месторождении.

Использование категорий запасов, принятых для месторождений нефти с обычными (например, гранулярными) типами коллекторов, в случае с БАК неприемлемо. Для выделения площадей различных категорий необходимо использовать результаты ГИС (с целью выделения в разрезе БАК потенциально продуктивных и продуктивных пластов, определения их суммарной мощности и площади распространения) и результатов тектонофизического моделирования на основе данных сейсморазведки (для оконтуривания участков, отличающихся друг от друга по степени вероятности обнаружения УВ залежей в БАК).

При использовании этого запатентованного метода комплексирования данных сейсморазведки и результатов тектонофизического моделирования, выполненного на этих данных с привлечением данных ГИС, появляется возможность повышения эффективности ведения разведки, разработки и последующего подсчета запасов в таком сложном геологическом объекте, как БАК [9, 11, 18].

Литература

1. Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптелинин Н.Д. Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения // Нефтяное хозяйство. 1983. № 10. С. 27–31.
2. Волков В.А. Еще раз об оценке пористости пород баженовской свиты // Недропользование XXI век. 2020. № 2а (85). С. 102–107.
3. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М.: Наука. 1975. 536 с.
4. Гурари Ф.Г., Гурари И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1974. № 5. С. 36–40.
5. Гутман И.С., Потемкин Г.Н., Постников А.В., Постникова О.В., Козлова Е.В., Алексеев А.Д., Карпов И.А. Методические подходы к подсчету запасов и оценке ресурсов баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2017. № 3. С. 28–32.
6. 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.
7. Зубков М.Ю., Потапов А.Г. Спектры ЯМР пород бажено-абалакского комплекса Западной Сибири // Каротажник. 2014. № 8 (242). С. 3–32.
8. Зубков М.Ю. Коллекторы в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза // Геология нефти и газа. № 5. 2014. С. 58–72.
9. Зубков М.Ю. Оценка региональных и локальных перспектив нефтеносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. № 3. 2016. С. 51–67.
10. Зубков М.Ю. Битумы в составе верхнеюрских отложений Западной Сибири и их связь с гидротермальными процессами // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2019. № 1 (37). С. 9–24.
11. Зубков М.Ю. Подсчет запасов нефти в бажено-абалакском комплексе // Уральский геологический журнал. 2020. № 4 (136). С. 19–56.
12. Козлова Е.В., Спасенных М.Ю., Калмыков Г.А., Гутман И.С., Потемкин Г.Н., Алексеев А.Д. Баланс углеводородных соединений нефтяного ряда в пиролизуемом органическом веществе баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2017. № 3. С. 18–21.
13. Конторович А.Э., Занин Ю.Н., Меленевский В.Н., Замирайлова А.Г., Фомин А.Н., Давыдов Д.Ю. Твердые битумы баженовской свиты Западно-Сибирской плиты и главные особенности их геохимии // Геохимия. 1999. № 8. С. 888–896.
14. Копыстьянский Р.С. Трещиноватость горных пород и её значение в нефтегазовой геологии. Киев: Наукова думка. 1978. 216 с.

15. Краснов С.Г., Дорофеева Т.В., Лебедев Б.А. Геологические условия нефтеносности и природа емкости коллекторов баженовской свиты Западной Сибири / Условия нефтегазосности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите. Л.: Недра. 1980. С. 115–127.
16. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Курьянов Ю.А., Шлэнкин С.И., Арутюнов С.Л., Дыбленко В.П., Рогоцкий Г.В. Новые технологии и решение прикладных задач. В 3 т. Т. 3. (Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред). М.: ЦИТВП. 2007. 434 с.
17. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. 1979. № 10. С. 26–29.
18. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Патент RU 2183332C1 «Способ прогнозирования зон развития вторичных коллекторов трещинного типа в осадочном чехле». Опубликовано 08.11.2000.
19. Прозорович Г.Э., Соколовский А.П., Малых А.Г. Новые данные о трещиноватых коллекторах баженовской свиты // Проблемы нефти и газа Тюмени. 1979. № 18. С. 7–9.
20. Рыжкова С.В., Бурштейн Л.М., Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Никитенко Б.Л., Фомин М.А., Шурыгин Б.Н., Бейзель А.Л., Борисов Е.В., Золотова О.В., Калинина Л.М., Пономарева Е.В. Баженовский горизонт Западной Сибири: Строение, корреляция и толщины // Геология и геофизика. 2018. Т. 59. № 7. С. 1053–1074.
21. Скоробогатов В.А., Краснов С.Г. Некоторые критерии перспектив нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1984. № 3. С. 15–19.
22. Терещенко Ю.А. Резкая аномалия пластовых давлений на Салымском месторождении в Западной Сибири и ее возможная природа // Московское общество испытателей природы. Отделение геологии. 1972. Вып. 47. № 5. С. 219–222.
23. Фрохт М.М. Фотоупругость. М.: Гостехиздат. 1948. Т. 1. 432 с.
24. Фрохт М.М. Фотоупругость. М.: Гостехиздат. 1950. Т. 2. 488 с.
25. Хаимова-Малькова Р.И. Методика исследований напряжений поляризационно-оптическим методом. М.: Наука. 1970. 116 с.
26. Халимов Э.М., Мелик-Пашаев В.С. О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите // Геология нефти и газа. 1980. № 6. С. 1–10.
27. Jaglan H., Qayyum F., Huk H. Unconventional seismic attributes for fracture characterization // First Break. 2015. Vol. 33. № 3, 101–109.
28. Williams R.M., Pascual-Cebrian E., Gutmanis J.C., Paton J.S. Delineating fractures in the sub-seismic domain through seismic and image log analysis: a North Sea case study // First Break. 2017. Vol. 35. № 3. P. 49–57.

UDC 553.98:553.04

M.Yu. Zubkov, PhD, Director of OOO “ZapSibGTs”¹, Senior Researcher, Vice President of ROO “Nuclear Geophysical Society”, ZubkovMYu @ mail

¹ 11 Surgutskaya str., bldg. 4/9, Tyumen, 625002, Russia.

Calculation of Oil Reserves in the Bazhenov-Abalak Complex: Problems and Ways to Solve Them

Abstract. Some large oil companies have begun to develop oil deposits present in the Bazhenov–Abalak complex. However, at present, there is no generally accepted guideline document that allows for an adequate estimate of reserves in this geologically complex object. Some researchers consider it necessary to separate the Bazhenov and Abalak formations and calculate the oil reserves in each of the formations, while others insist that the reserves should be counted in both formations, which is justified by the complexity of the unambiguous drawing of the boundary between the formations, as well as due to the widespread use of the hydraulic fracturing method. formation, as a result of which hydraulic fractures are guaranteed to penetrate into the sediments of both formations. Until now, there is no unambiguous idea of the types of reservoirs that make up the Bazhenov–Abalak complex and the mechanism of their formation, as well as the methods of forecasting and identifying promising areas within certain fields, areas and license areas, which makes it difficult to carry out a conditional calculation of reserves within selected territories. The article substantiates the necessity of combining the Bazhenov and Abalak formations into a single calculation object. The types of reservoirs that make up both suites and their reservoir properties, the mechanism of their formation, criteria for local forecasting of areas promising for prospecting for oil deposits in the Bazhenov–Abalak complex based on the integration of seismic data and tectonophysical modeling are considered, which make it possible to determine the area of predicted hydrocarbon deposits. in the Bazhenov–Abalak complex. In addition, on the basis of the obtained experimental data, the possibility of the formation of inorganic (“juvenile”) oil along with organogenic (“juvenile”) oil in the Bazhenov–Abalak complex is considered.

Keywords: Bazhenov formation; Abalak suite; reservoir properties; types of collectors; potentially productive formations; tectonic–hydrothermal processes; tectonophysical modeling; promising zones.

References

1. Belkin V.I., Efremov E.P., Kaptelinin N.D. *Model' kolektorov nefi bazhenovskoi svity Salym'skogo mestorozhdeniya* [Model of oil reservoirs of the Bazhenov formation of the Salym field]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 1983, no. 10, pp. 27–31.
2. Volkov V.A. *Eshche raz ob otsenke poristosti porod bazhenovskoi svity* [Once again on the assessment of the porosity of the rocks of the Bazhenov formation]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2020, no. 2a (85), pp. 102–107.

3. Gzovskii M.V. *Osnovy tektonofiziki* [Foundations of tectonophysics]. Moscow, Nauka Publ., 1975, 536 p.
4. Gurari F.G., Gurari I.F. *Formirovanie zalezhei nefi v argillitakh bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri* [Formation of oil deposits in mudstones of the Bazhenov formation in Western Siberia]. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas], 1974, no. 5, pp. 36–40.
5. Gutman I.S., Potemkin G.N., Postnikov A.V., Postnikova O.V., Kozlova E.V., Alekseev A.D., Karpov I.A. *Metodicheskie podkhody k podschetu zapasov i otsenke resursov bazhenovskoi svity* [Methodological approaches to calculating reserves and assessing the resources of the Bazhenov formation]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2017, no. 3, pp. 28–32.
6. Dorofeeva T.V., Lebedev B.A., Petrova T.V. *Osobennosti formirovaniia kollektorskikh svoystv bazhenovskoi svity Salym'skogo mestorozhdeniia* [Features of the formation of reservoir properties of the Bazhenov formation of the Salym field]. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas], 1979, no. 9, pp. 20–23.
7. Zubkov M.Iu., Potapov A.G. *Spektry IaMR porod bazheno-abalak'skogo kompleksa Zapadnoi Sibiri* [NMR spectra of rocks of the Bazheno-Abalak complex of Western Siberia]. *Karotazhnik* [Karotazhnik], 2014, no. 8 (242), pp. 3–32.
8. Zubkov M.Iu. *Kollektory v bazheno-abalak'skom komplekse Zapadnoi Sibiri i sposoby ikh prognoza* [Reservoirs in the Bazheno-Abalak complex of Western Siberia and methods for their prediction]. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas], no. 5, 2014, pp. 58–72.
9. Zubkov M.Iu. *Otsenka regional'nykh i lokal'nykh perspektiv neftenosnosti bazhenovskoi i abalak'skoi svity Zapadnoi Sibiri* [Assessment of regional and local oil-bearing prospects of the Bazhenov and Abalak formations in Western Siberia]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri* [Geology and mineral resources of Siberia], no. 3, 2016, pp. 51–67.
10. Zubkov M.Iu. *Bitumy v sostave verkhneiurskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri i ikh sviaz' s gidrotermal'nymi protsessami* [Bitumen in the composition of the Upper Jurassic deposits of Western Siberia and their relationship with hydrothermal processes]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri* [Geology and mineral resources of Siberia], 2019, no. 1 (37), pp. 9–24.
11. Zubkov M.Iu. *Podschet zapasov nefi v bazheno-abalak'skom komplekse* [Calculation of oil reserves in the Bazheno-Abalak complex]. *Ural'skii geologicheskii zhurnal* [Ural Geological Journal], 2020, no. 4 (136), pp. 19–56.
12. Kozlova E.V., Spasennykh M.Iu., Kalmykov G.A., Gutman I.S., Potemkin G.N., Alekseev A.D. *Balans uglevodorodnykh soedinenii neftianogo riada v pirolizuemom organicheskom veshchestve bazhenovskoi svity* [Balance of hydrocarbon compounds of the oil series in the pyrolyzed organic matter of the Bazhenov formation]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2017, no. 3, pp. 18–21.
13. Kontorovich A.E., Zanin Iu.N., Melenevskii V.N., Zamirailova A.G., Fomin A.N., Davydov D.Iu. *Tverdye bitumy bazhenovskoi svity Zapadno-Sibirskoi plity i glavnye osobennosti ikh geokhimii* [Solid bitumens of the Bazhenov formation of the West Siberian plate and the main features of their geochemistry]. *Geokhimiia* [Geokhimiia], 1999, no. 8, pp. 888–896.
14. Kopystianskii R.S. *Treshchinovatost' gornyykh porod i ee znachenie v neftegazovoi geologii* [Fracturing of rocks and its importance in oil and gas geology]. Kiev, Naukova dumka Publ., 1978, 216 p.
15. Krasnov S.G., Dorofeeva T.V., Lebedev B.A. *Geologicheskie usloviia neftenosnosti i priroda emkosti kollektorov bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri* [Geological conditions of oil-bearing capacity and the nature of the reservoir capacity of the Bazhenov formation in Western Siberia]. *Usloviia neftegazonosnosti i osobennosti formirovaniia mestorozhdenii nefi i gaza na Zapadno-Sibirskoi plite* [Oil-and-gas bearing conditions and features of the formation of oil and gas fields on the West Siberian plate]. Leningrad, Nedra Publ., 1980, pp. 115–127.
16. Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Kur'ianov Iu.A., Shlenkin S.I., Arutiunov S.L., Dyblenko V.P., Rogotskii G.V. *Novye tekhnologi i reshenie prikladnykh zadach* [New technologies and solution of applied problems]. In 3 vol. Vol. 3. *Seismoakustika poristykh i treshchinovykh geologicheskikh sred* [Seismoacoustics of porous and fractured geological media]. Moscow, TsITVP Publ., 2007, 434 p.
17. Nesterov I.I. *Novyi tip kollektora nefi i gaza* [A new type of oil and gas reservoir]. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas], 1979, no. 10, pp. 26–29.
18. Zubkov M.Iu., Bondarenko P.M. *Patent RU 2183332C1 Sposob prognozirovaniia zon razvitiia vtorychnykh kollektorov treshchin'nogo tipa v osadochnom chekhle* [Patent RU 2183332C1 Method for predicting development zones of fractured secondary reservoirs in a sedimentary cover]. Published by 8 November 2000.
19. Prozorovich G.E., Sokolovskii A.P., Malykh A.G. *Novye dannye o treshchinovykh kollektorakh bazhenovskoi svity* [New data on fractured reservoirs of the Bazhenov formation]. *Problemy nefi i gaza Tiumeni* [Problems of oil and gas of Tyumen], 1979, no. 18, pp. 7–9.
20. Ryzhkova S.V., Burshtein L.M., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Nekhaev A.Iu., Nikitenko B.L., Fomin M.A., Shurygin B.N., Beizel' A.L., Borisov E.V., Zolotova O.V., Kalinina L.M., Ponomareva E.V. *Bazhenovskii gorizont Zapadnoi Sibiri: Stroenie, korreliatsiia i tolshchiny* [Bazhenov Horizon of Western Siberia: Structure, Correlation and Thickness]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics], 2018, vol. 59, no. 7, pp. 1053–1074.
21. Skorobogatov V.A., Krasnov S.G. *Nekotorye kriterii perspektiv neftenosnosti bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri* [Some criteria of the oil-bearing potential of the Bazhenov formation in Western Siberia]. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas], 1984, no. 3, pp. 15–19.
22. Tereshchenko Iu.A. *Rezkaia anomalii plastovykh davlenii na Salym'skom mestorozhdenii v Zapadnoi Sibiri i ee vozmozhnaia priroda* [Sharp reservoir pressure anomaly at the Salym field in Western Siberia and its possible nature]. *Moscow Society of Naturalists. Otdelenie geologii* [Moscow Society of Naturalists. Department of Geology], 1972, issue 47, no. 5, pp. 219–222.
23. Frokht M.M. *Fotoprugost'* [Photoelasticity]. Moscow, Gostekhizdat Publ., 1948, vol. 1, 432 p.
24. Frokht M.M. *Fotoprugost'* [Photoelasticity]. Moscow, Gostekhizdat Publ., 1950, vol. 2, 488 p.
25. Khaimova-Mal'kova R.I. *Metodika issledovaniia napriazhenii polarizatsionno-opticheskim metodom* [Technique for researching voltages by the polarization-optical method]. Moscow, Nauka Publ., 1970, 116 p.
26. Khalimov E.M., Melik-Pashaev V.S. *O poiskakh promyshlennykh skoplenii nefi v bazhenovskoi svite* [On the search for industrial accumulations of oil in the Bazhenov formation]. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas], 1980, no. 6, pp. 1–10.
27. Jaglan H., Qayyum F., Huk H. Unconventional seismic attributes for fracture characterization // *First Break*. 2015. Vol. 33. № 3, 101-109.
28. Williams R.M., Pascual-Cebrian E., Gutmanis J.C., Paton J.S. Delineating fractures in the sub-seismic domain through seismic and image log analysis: a North Sea case study // *First Break*. 2017. Vol. 35. № 3. P. 49-57.