

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ В БАЖЕНО-АБАЛАКСКОМ КОМПЛЕКСЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

М.Ю. Зубков

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

Аннотация

Многие крупные нефтяные компании приступили к разработке битуминозных отложений баженовской свиты. Однако в настоящее время отсутствует общепринятое методическое руководство, позволяющее осуществлять подсчет запасов в этом сложном с точки зрения геологического строения объекте. До сих пор нет однозначного представления о расположении её нижней границы на контакте с абалакской свитой, типах коллекторов, входящих в её состав и механизме их формирования, а также способах прогноза и выделения продуктивных 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 формирования, способ выделения прогнозных продуктивных участков на основе комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования. На основе полученных экспериментальных данных рассматривается возможность образования наряду с органогенной также и неорганической («ювенильной») нефти.

Ключевые слова: баженовская, абалакская свиты, коллекторские свойства, типы коллекторов, тектоно-гидротермальные процессы, тектонофизическое моделирование.

CALCULATION OF RESERVES OF OIL IN THE BAJENO-ABALAK COMPLEX OF WESTERN SIBERIA

M.Yu. Zubkov

LLC ZapSibGTS, Tyumen, ZubkovMYu@mail.ru

Annotation

Many large oil companies have begun to develop bituminous deposits of the Bazhenov formation. However, at present, there is no generally accepted methodological manual that allows for the calculation of reserves in this complex from the point of view of the geological structure of the object. Until now, there is no generally accepted idea of the location of its lower boundary in contact with the Abalak Formation, the types of reservoirs included in its composition and the mechanism of their formation, as well as methods for predicting and identifying productive plots within certain deposits, areas and licensed plots, which makes it difficult to carry out a conditional calculation of reserves within the selected territories. The article substantiates the necessity of combining the Bazhenov and Abalak formations into a single counting object, examines the types of reservoirs that make up both

formations and their reservoir properties, the mechanism of their formation, a method for identifying predictive productive sections based on a combination of seismic data and tectonophysical modeling. Based on the obtained experimental data, the possibility of formation of inorganic (“juvenile”) oil along with organogenic is also considered.

Key words: Bazhenov, Abalak Formations, reservoir properties, types of reservoirs, tectonic-hydrothermal processes, tectonophysical modeling.

«При решении частных задач без решения общей, мы будем постоянно сталкиваться с настоящей необходимостью её решения»

Введение

Неожиданное получение высокодебитных притоков из отложений баженовской свиты (Салымское месторождение, 1968-1969 г.г.), которая до этого момента 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 проведение подсчета запасов углеводородов (УВ), содержащихся в ней.

Первоначально существовало представление, что коллекторами в баженовской свите являются листоватые аргиллиты (бажениты, по терминологии И.И. Нестерова-старшего), емкостное пространство в которых сформировалось благодаря явлению флюидоразрыва, связанному с генерацией исходным органическим веществом (ОВ), входящим в состав свиты, жидких и газообразных УВ (Ф.Г. Гулари, И.Ф. Гулари [5], В.М. Добрынин, В.Г. Мартынов [6], Т.В. Дорофеева, Б.А. Лебедев, Т.В. Петрова [7], О.Г. Зарипов, В.П. Сонич, К.С. Юсупов [8], С.Г. Краснов, Т.В. Дорофеева, Б.А. Лебедев [14], Т.Т. Клубова, Л.П. Климушина, А.М. Медведева [10], Р.А. Конышева, Р.С. Сахибгареев [11], М.В. Корж, С.И. Филина [13], З.А. Кривошеева, Б.А. Соколов [15], И.А. Крылов, В.Е. Орел, С.И. Филина [16] И.И. Нестеров [21], Г.Р. Новиков, Ф.К. Салманов, А.В. Тян [22], В.А. Скоробогатов, С.Г. Краснов [26] и многие другие).

Поскольку на большей части площади Западной Сибири баженовская свита находится в зоне нефтегенерации, то исходя из этой модели она должна бы 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 небольшом расстоянии от них, часто оказываются «сухими». Следовательно, этот механизм формирования коллекторов и углеводородных (УВ) залежей в баженовской свите нельзя признать достоверным.

В это же время сформировалось альтернативное представление, что коллектор в баженовской свите относится к трещинному типу, которое основывалось на результатах испытаний баженовских отложений, а именно на факте быстрого падения пластового давления в процессе испытания скважин (В.И. Белкин, Е.П. Ефремов, Н.Д. Каптелинин [1], К.И. Микуленко [20], Г.Э. Прозорович, А.П. Соколовский [25], Ю.А. Терещенко [27], Э.М. Халимов, В.С. Мелик-Пашаев [31] и др.). Однако это представление носило скорее декларативный характер и не позволяло осуществлять прогноз продуктивных зон и тем более, осуществлять подсчет запасов УВ в баженовской свите.

Несмотря на отсутствие общепринятого представления о типе или типах коллекторов в баженовской свите, в начале 80-х годов прошлого века была осуществлена первая попытка подсчета запасов в свите двумя крупными и во многом альтернативными организациями – Мингео и Миннефтепромом. Ответственным от Мингео был «ЗапСибНИГНИ», а от Миннефтепрома – «СибНИИИП». Предоставленные в ГКЗ оценки запасов от этих организаций отличались в несколько раз и 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 робкие попытки оценить запасы углеводородов в битуминозных отложениях методом материального баланса, но они также были отвергнуты в ГКЗ, так как 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 баженовской свите, к сожалению, темпы падения давления от времени эксплуатации не фиксировались, поэтому метод материального баланса использовать не удалось.

Абалакская свита долгое время находилась «в тени» от 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 баженовской свиты, 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 [9, 24]. Эти новые данные позволили не умозрительно, а на основе нового фактического, включая экспериментальный, материала подойти к решению проблемы с подсчетом запасов в баженовской и абалакской свитах.

Результаты исследований

Выделение в осадочном разрезе отложений баженовской свиты по данным ГИС оказалось непростой задачей. Если верхнюю границу все исследователи выделяют более или менее однозначно (по увеличению гамма-активности и росту электрического сопротивления), то с нижней границей все оказалось не так просто. Дело в том, что в подошве баженовской или кровле абалакской свит многими скважинами вскрывался сравнительно мощный карбонатный пласт (толщиной до 2.5 м), которому В.И. Белкин [1] присвоил индекс КС₁ (коррелируемый слой 1). Именно из этого пласта в ряде скважин были получены высокодебитные притоки нефти и конденсата, поэтому оказалось принципиальным к какой свите его отнести. Часть исследователей постаралась включить его в состав баженовской свиты, а другая, напротив, – в абалакскую свиту. Третьи предложили отнести этот пласт (чтобы избежать споров) к некоей переходной зоне. Правда все равно при подсчете запасов встает вопрос, к какой из свит его относить и где проходит нижняя граница баженовской свиты? Логичным представляется объединить две свиты в один подсчетный объект – бажено-абалакский комплекс, 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 (тектоно-гидротермальное) происхождение [9].

При проведении подсчета запасов объемным методом в бажено-абалакском комплексе кроме выделения интервала его залегания необходимо выяснить следующее:

- какие типы коллекторов присутствуют в его составе;
- каково их происхождение;
- оценить их емкостные свойства;
- их мощность и площадь распространения.

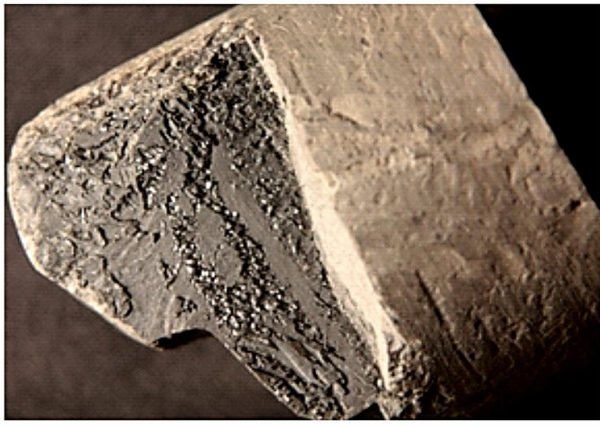
Начнем рассмотрение перечисленных параметров с типов коллекторов, присутствующих в составе баженовской свиты. Первыми рассмотрим кремнистые разновидности пород-коллекторов, представленных *силицитами*, *радиоляритами* и *гидротермальными силицитами*.

Силициты наиболее распространенный тип пород в составе баженовской свиты, сложенный преимущественно биогенным аутигенным кремнеземом, содержание которого превышает 70-75%. В этом типе пород в результате тектоно-гидротермального воздействия формируется вторичный коллектор трещинного типа (рис. 1а, б). На поверхности возникших трещин отлагаются тонкие пленки метаморфизованного битума (тиобитума) и мелкокристаллические эпигенетические минералы гидротермального происхождения, представленные кварцем, кальцитом, доломитом, баритом, ангидритом, гармотомом и другими разновидностями, включая сульфиды (см. рис.1а, в-е). Часто битум является цементом, скрепляющим отдельные раздробленные части образцов, из-за чего в процессе экстракции они разрушаются.

Силициты представляют собой микрокопролиты (продукты жизнедеятельности рачков-эвфаузиид), питавшихся, скорее всего, преимущественно диатомеями. Микрокопролиты сложены очень плохо ограненными микроскопическими кристаллами кварца, в которые под действием гидротермальных флюидов превратился исходный биогенный кремнезем [9].

Пористость силицитов обычно не превышает 2-3 % и их массивные разновидности практически не проницаемы, только появление в них тектоногенной трещиноватости превращает их в коллектор трещинного типа (см. рис. 1). 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, так как 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.

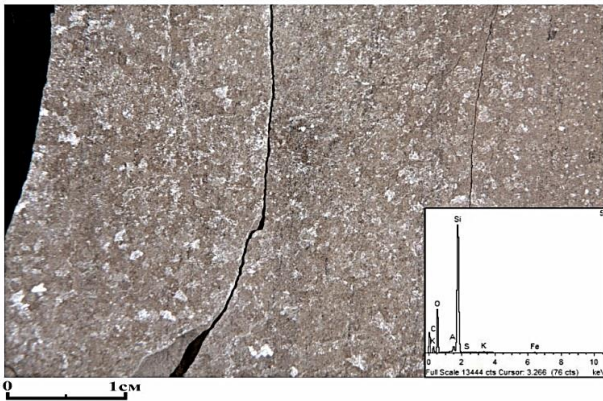
Радиоляриты представляют собой псевдогранулярный коллектор, в котором роль зерен крупноалевритовой размерности играют раковинки радиолярий, а пустоты, расположенные между ними, заполнены битумом и углеводородами (нефте-битумом по В.А. Скоробогатову). В отличие от силицитов, в которых коллекторы имеют вторичное (тектоно-гидротермальное) происхождение, в радиоляритах, наряду со вторичной трещинной емкостью сохраняется первичная (седиментогенная) пористость.



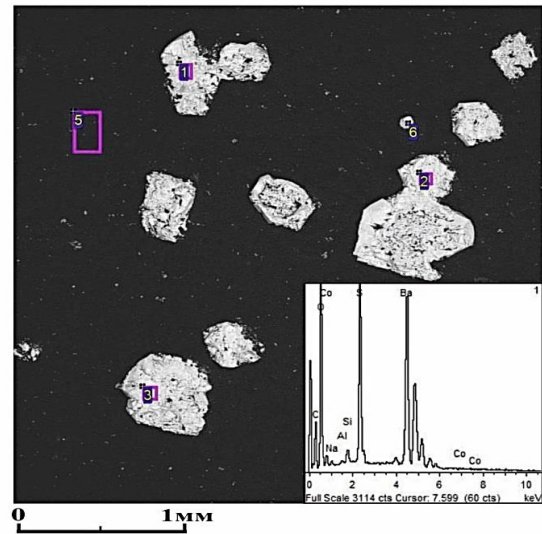
а



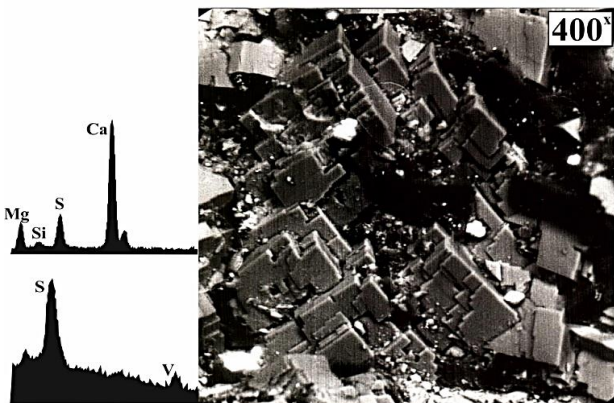
б



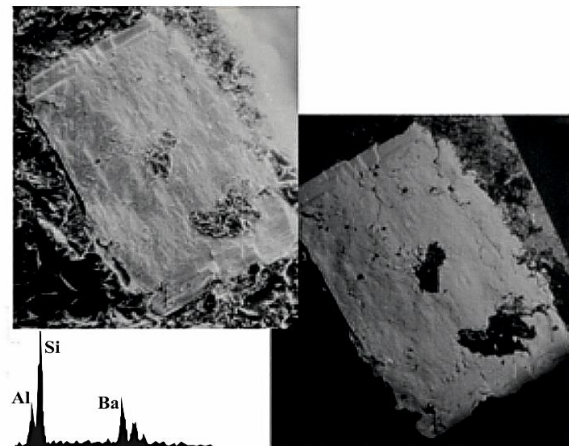
в



г



д



е

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 - стандартный образец, с трещинами, насыщенными керосином; в - поверхность трещины в

силиците (приведен его элементный спектр) с многочисленными кристаллами гидротермального барита; з – увеличенный фрагмент предыдущего снимка с кристаллами барита и их элементный спектр; д – кристаллы гидротермального магниального кальцита с пленками ванадиеносного тиобитума на поверхности трещины и их элементные спектры; е – кристаллы гармотома и его элементный спектр, местами покрытые пленками тиобитума, снятые в обычном (слева) и КОМПО (справа) режимах.

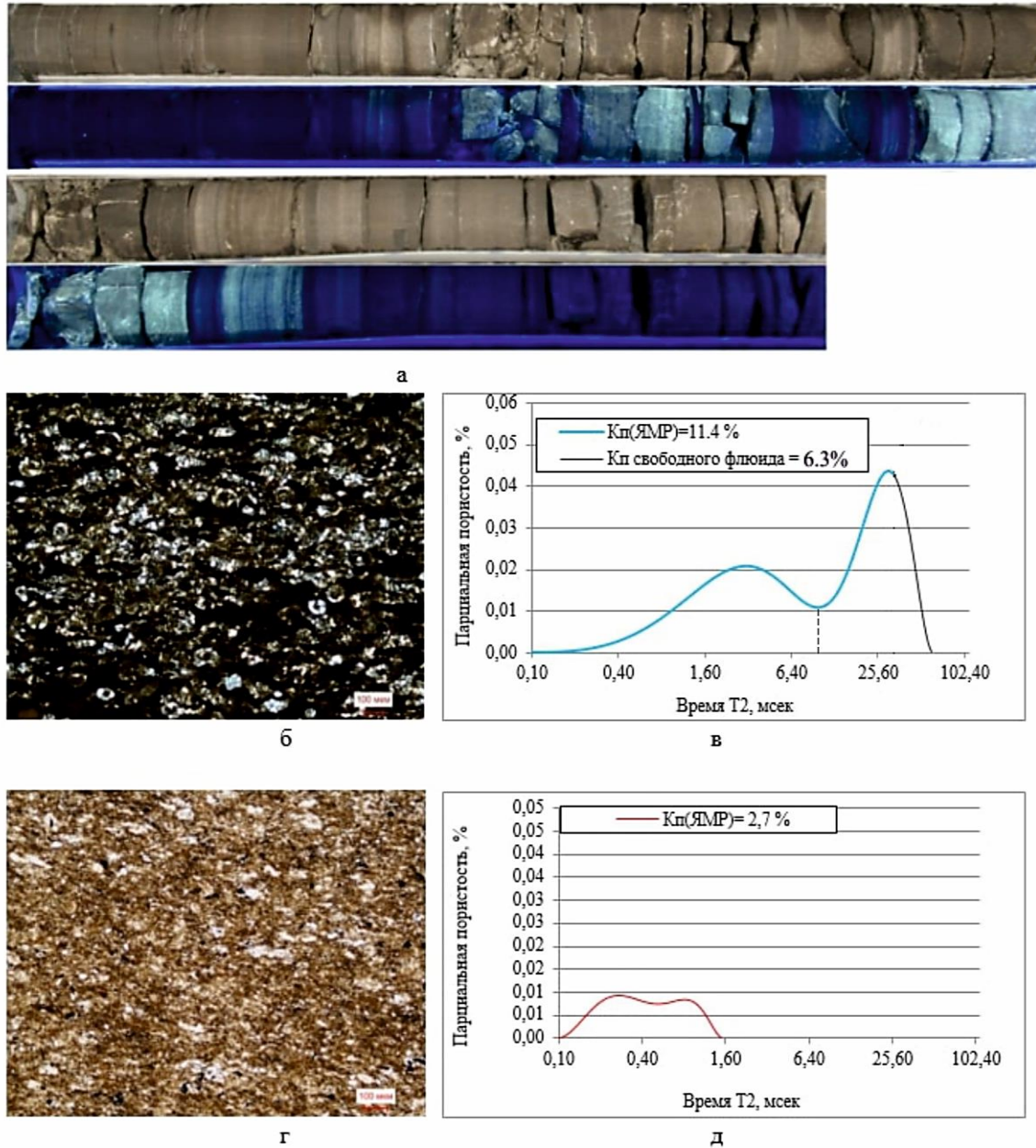


Рис. 2. Фотографии полноразмерного керна, представленного силицитами и радиоляритами, снятого в белом и ультрафиолетовом свете (а), снимки прозрачных петрографических шлифов (б, г) и спектры ЯМР (в, д)

а – участки, люминесцирующие в ультрафиолетовом свете сложены радиоляритами, остальные образцы керна - силициты; б – петрографический шлиф нефтенасыщенного радиолярита; в – его спектр ЯМР с выделенной областью свободного флюида (6.3%); г – петрографический шлиф силицита; д – его спектр ЯМР с объемом пор, занятых связанной водой (2.7%).

На снимках, сделанных при ультрафиолетовом освещении прекрасно видны интервалы, сложенные нефтенасыщенными радиоляритами, которые ярко люминесцируют и силицитами, которые не люминесцируют, так как практически все их незначительное по величине поровое пространство заполнено метаморфизованным битумом (рис. 2а, б, г). Различия в структуре порового пространства обеих разновидностей кремнистых пород хорошо видно на их спектрах ЯМР. Пористость радиоляритов достигает 10-12%, а силицитов не превышает и 3% (рис. 2в, д).

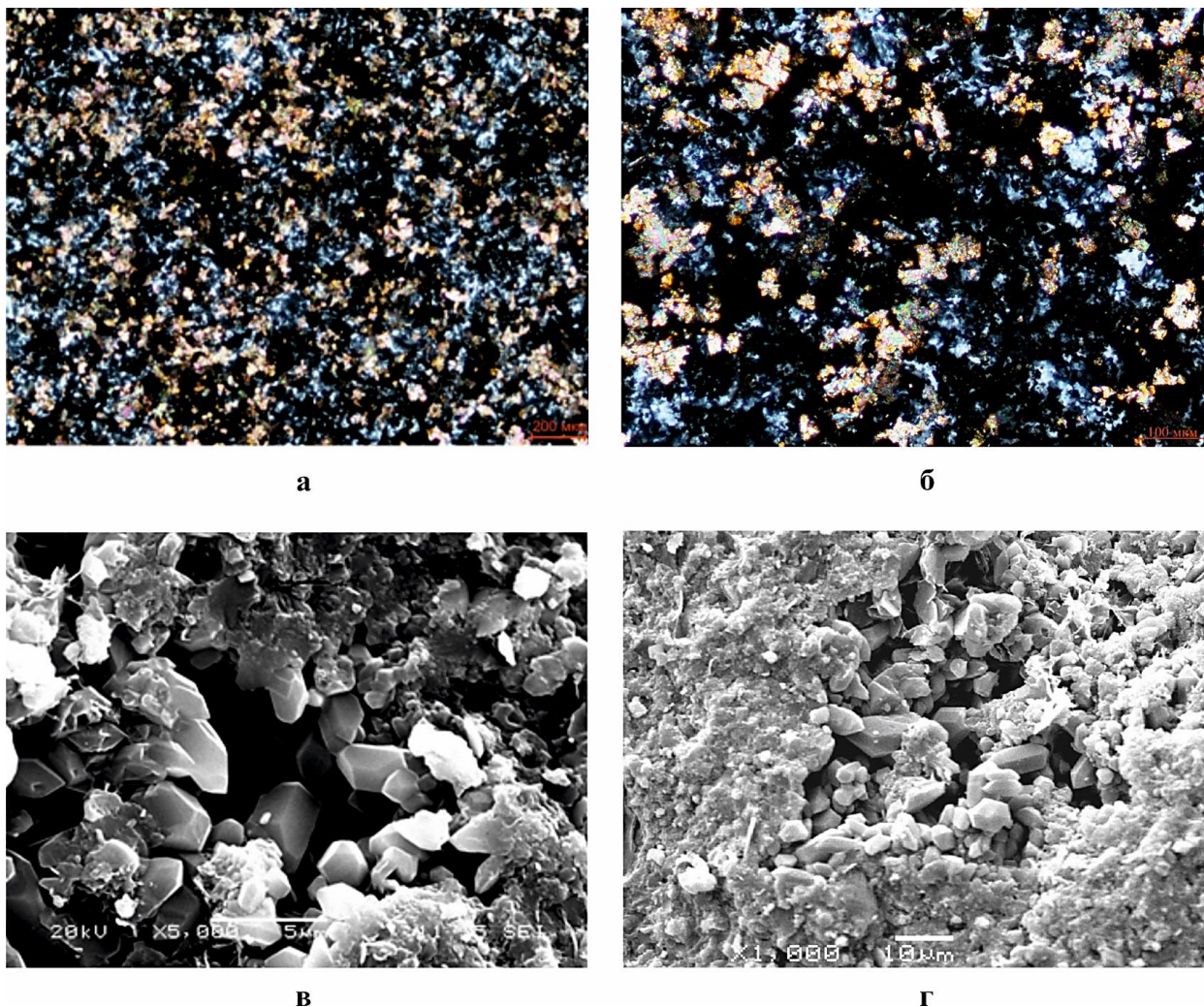
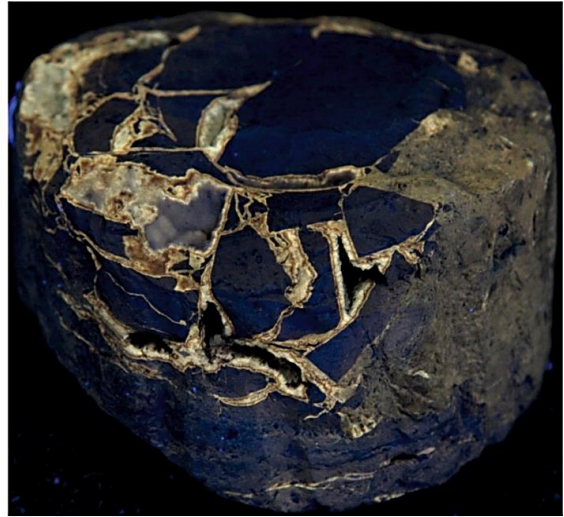


Рис. 3. Фотографии прозрачных петрографических шлифов кремнисто-карбонатных типов пород, входящих в состав баженовской свиты, снятые с анализатором (а, б) и снимки РЭМ образующихся по ним в результате гидротермальной проработки гидротермальных силицитов (в, г).

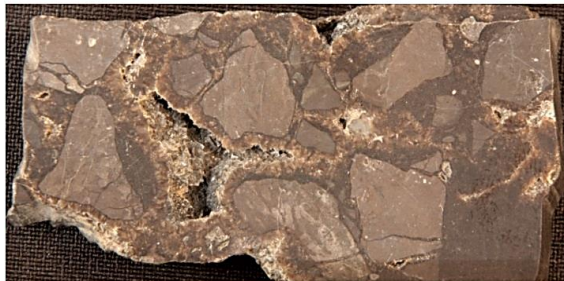
Пожалуй, самым необычным вторичным коллектором в составе БС являются *гидротермальные силициты*, образующиеся по кремнисто-карбонатным типам пород (рис. 3а, б). Они возникают в результате полного растворения кислыми гидротермальными флюидами карбонатной составляющей этих пород и последующей перекристаллизацией исходного биогенного кремнезема в мелкокристаллический кварц (рис. 3в, г). Формируется вторичный коллектор порово-микрокавернозного типа [9].



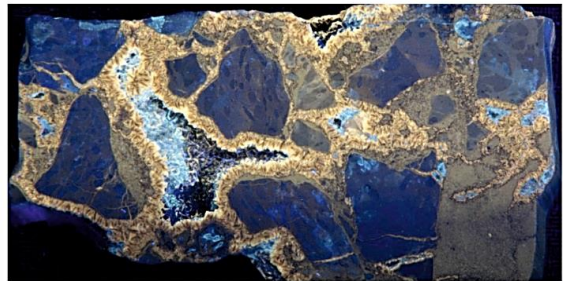
а



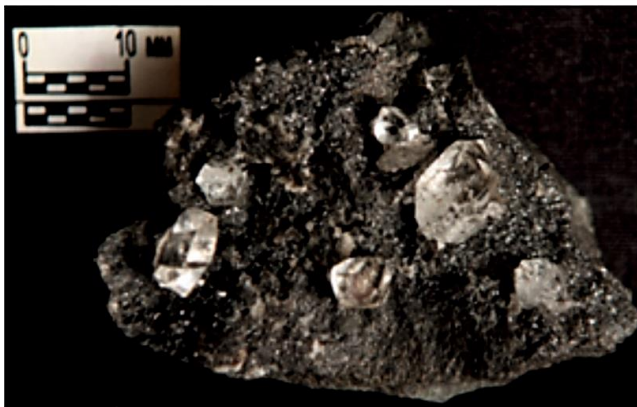
б



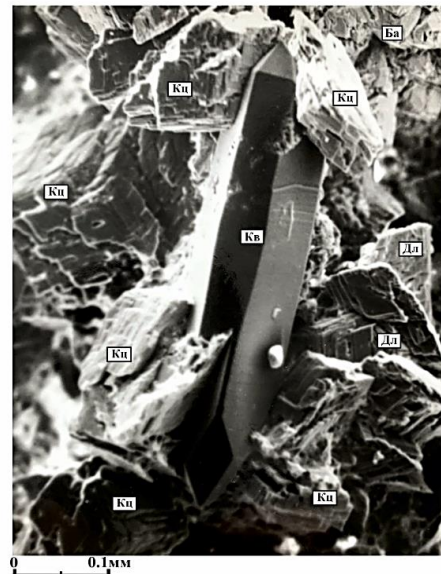
в



г



д



е

Рис. 4. Фотографии полноразмерных образцов трещинно-кавернозных карбонатов, снятых в белом (а, в) и ультрафиолетовом (б, г) свете, снимок обломка кавернозного карбоната, в котором на поверхности каверны образовались кристаллы гидротермального кварца, местами покрытые тонкими пленками тиобитума (д), снимок РЭМ другой каверны, на

поверхности которой отложилась ассоциация гидротермальных минералов, представленных кварцем, кальцитом, доломитом и баритом (е).

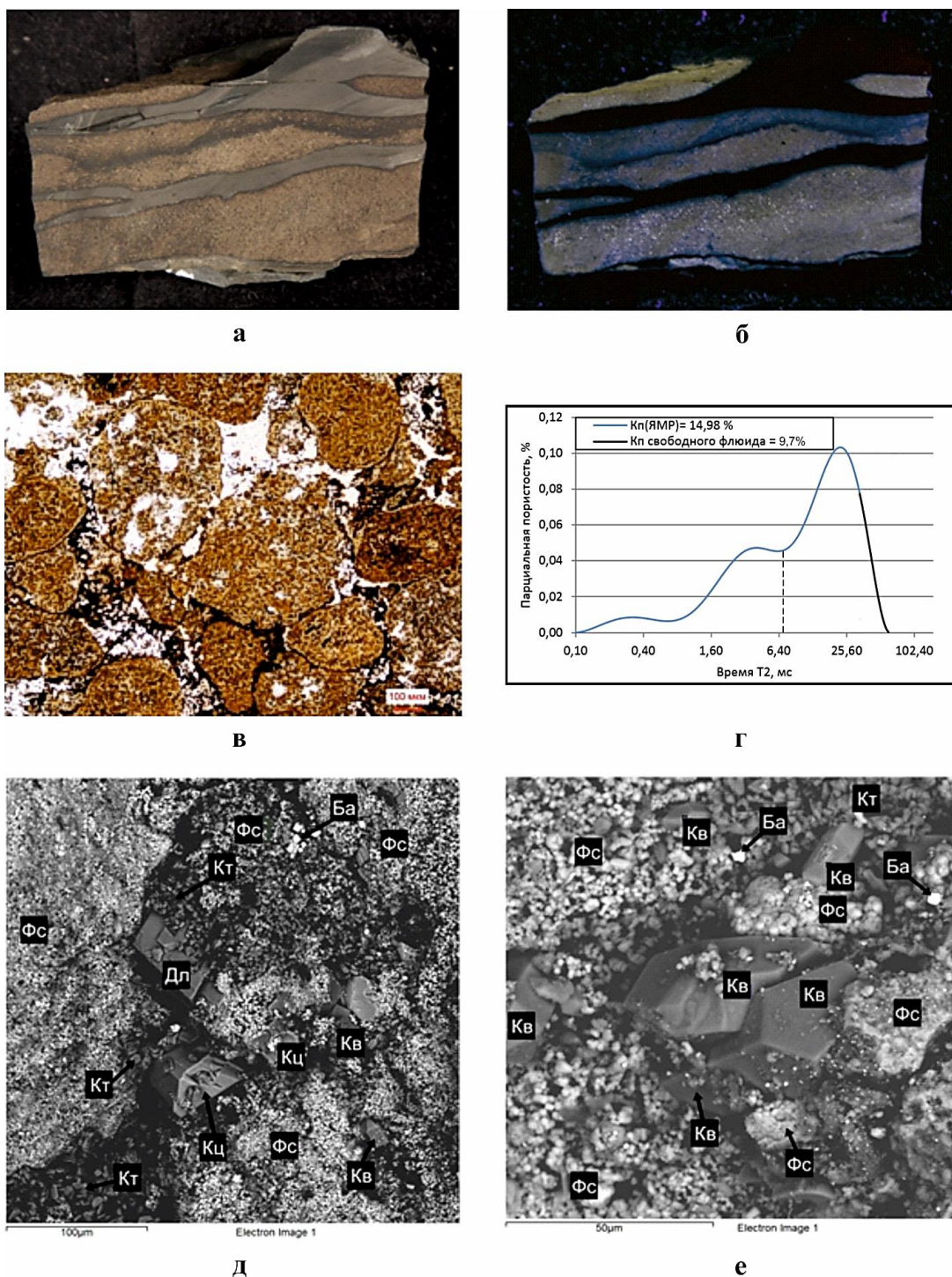


Рис. 5. Фосфоритовые копролиты в составе баженовской свиты

а, б – фотографии полноразмерного образца с прослоями нефтенасыщенного фосфоритового копролита, снятые в «белом» и ультрафиолетовом свете, соответственно; в – снимок прозрачного петрографического шлифа фосфоритового копролита; г – его спектр ЯМР с выделенной областью свободного флюида (9.7%); д, е – снимки РЭМ фосфоритового копролита (Фс) с ассоциацией гидротермальных минералов в его поровом пространстве,

представленных баритом (Ба), доломитом (Дл), кварцем (Кв), каолинитом (Кт) и кальцитом (Кц).

Самые высокие фильтрационно-емкостные свойства имеют **карбонатные породы**, включая радиоляриты, замещенные карбонатным материалом, подвергшиеся тектоно-гидротермальному воздействию. В них образуются вторичные коллекторы, относящиеся к *трещинно-кавернозному* типу (рис. 4а-г). Этот тип коллектора формируется как в баженовской, так и в абалакской свитах, 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 коллекторов, но и что очень важно – их чрезвычайно высокую проницаемость (рис. 4д, е). Определить их пористость в лабораторных условиях довольно проблематично, так как они при бурении раскалываются по трещинам на отдельные куски (см. рис. 4). Пористость трещинно-кавернозных карбонатов в разрезе бажено-абалакского комплекса при условии их достаточной мощности, можно оценить с помощью данных ГИС. По результатам этих исследований пористость этого типа коллекторов достигает 10-15%.

Существуют и другие, гораздо более редкие типы пород-коллекторов, например, **фосфоритовые копролиты**, встречающиеся в составе баженовской свиты, которые можно отнести к псевдогранулярному типу, как и рассмотренные ранее радиоляриты (рис. 5а, б). Они обладают довольно высокой пористостью, достигающей почти 15% (рис. 5в, г).

Фосфоритовые копролиты состоят из очень мелких сфер, сложенных апатитом, а в порах между самими копролитами присутствуют многочисленные кристаллы гидротермальных минералов, представленных баритом, доломитом, каолинитом (диккитом) и кварцем (рис. 5 д, е). Часть порового пространства в них занята метаморфизованным тиобитумом (см. рис. 5 в, д, е).

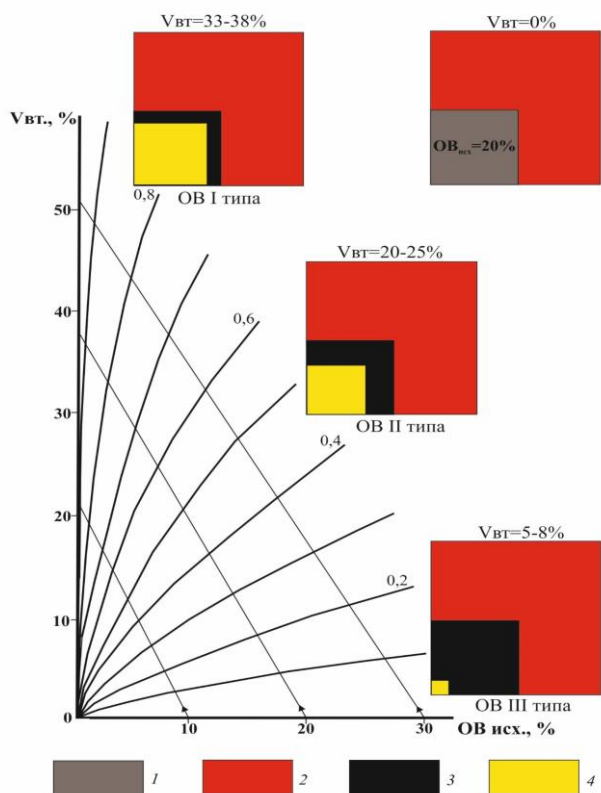
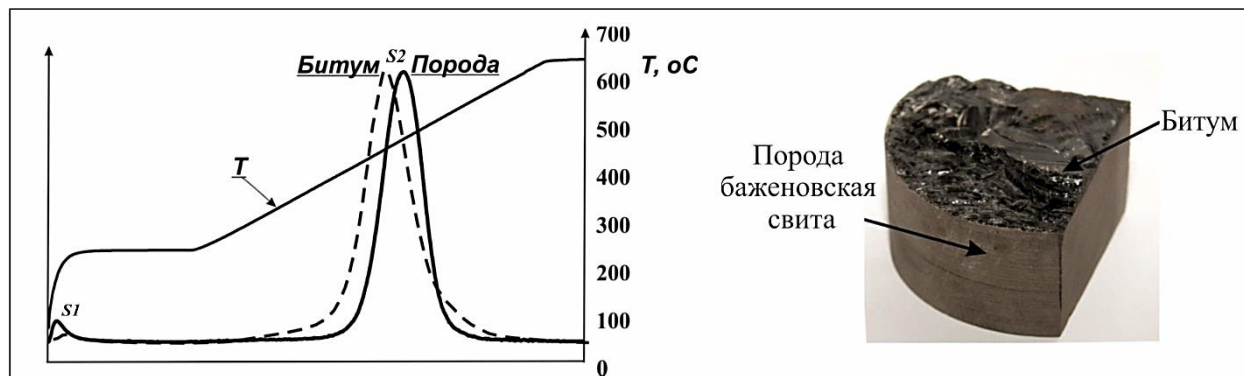


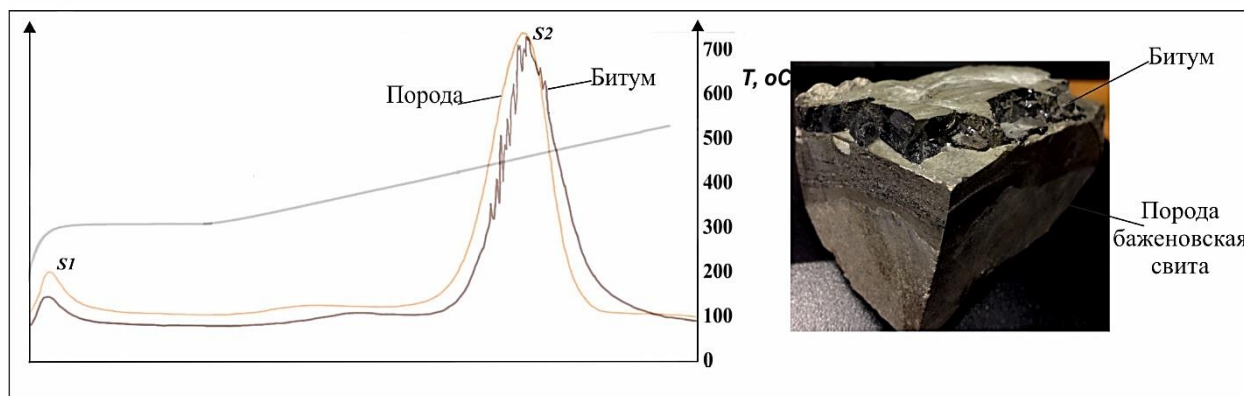
Рис. 6. Номограмма для определения величины вторичной пористости ($V_{вт}$) за счет превращения ОВисх в нефтиды

Жирные кривые – линии равных степеней превращения ОВисх в нефтиды, цифры рядом с ними – величина мобильной части ОВисх ($S_{моб}$); тонкие прямые со стрелками – линии, показывающие направление изменения величины $V_{вт}$ в зависимости от содержания ОВисх и его типа (по [9]).

В результате воздействия высокоэнталпийных гидротермальных флюидов на органическое вещество (ОВ), входящее в состав баженовской свиты, также образуется вторичная пористость в результате его превращения в битум, а также жидкие и газообразные УВ. В зависимости от мацерального состава исходного ОВ и степени его термического преобразования, вторичная пористость может изменяться в широких пределах (рис. 6).



а



б

Рис. 7. Пирограммы образцов баженовской свиты и битумов, присутствующих в них в виде маломощных прослоев

а – по материалам В.Н. Меленевского (ИНГГ СО РАН); б – Пальяновская площадь.

Однако, поскольку объем образующихся нафтидов превышает таковой исходного ОВ, то происходит флюидоразрыв баженовской свиты и жидкие, а также газообразные УВ эмигрируют в ближайшие породы-коллекторы, а наиболее вязкая битуминозная их часть остается в образовавшемся поровом пространстве, превращая исходные породы в **битуминозную** толщу. В тех случаях, когда возникшего вследствие генерации нафтидов вторичного порового пространства оказывается недостаточно для размещения в нём образовавшегося битума, он выделяется в форме самостоятельных линзообразных тел различного размера, но их толщина редко превышает 4-6 мм. Таким образом, образующаяся за счет исходного ОВ вторичная пористость практически полностью заполняется образовавшимся из него битумом.

Пирограммы битумов и образцов, в которых они были встречены, практически ничем не отличаются, что подтверждает сделанное предположение, что поровое пространство этих образцов занято тем же самым битумом, который выделился в виде самостоятельной фазы (рис. 7). Небольшой по амплитуде пик S_1 на полученных пирограммах – это УВ, находящиеся в составе битума в форме «твердого» раствора, так как на спектрах ЯМР битума отсутствует сигнал от жидких УВ. Из этих фактов можно заключить, что в битуме отсутствуют поры, заполненные жидкими и/или газообразными УВ.

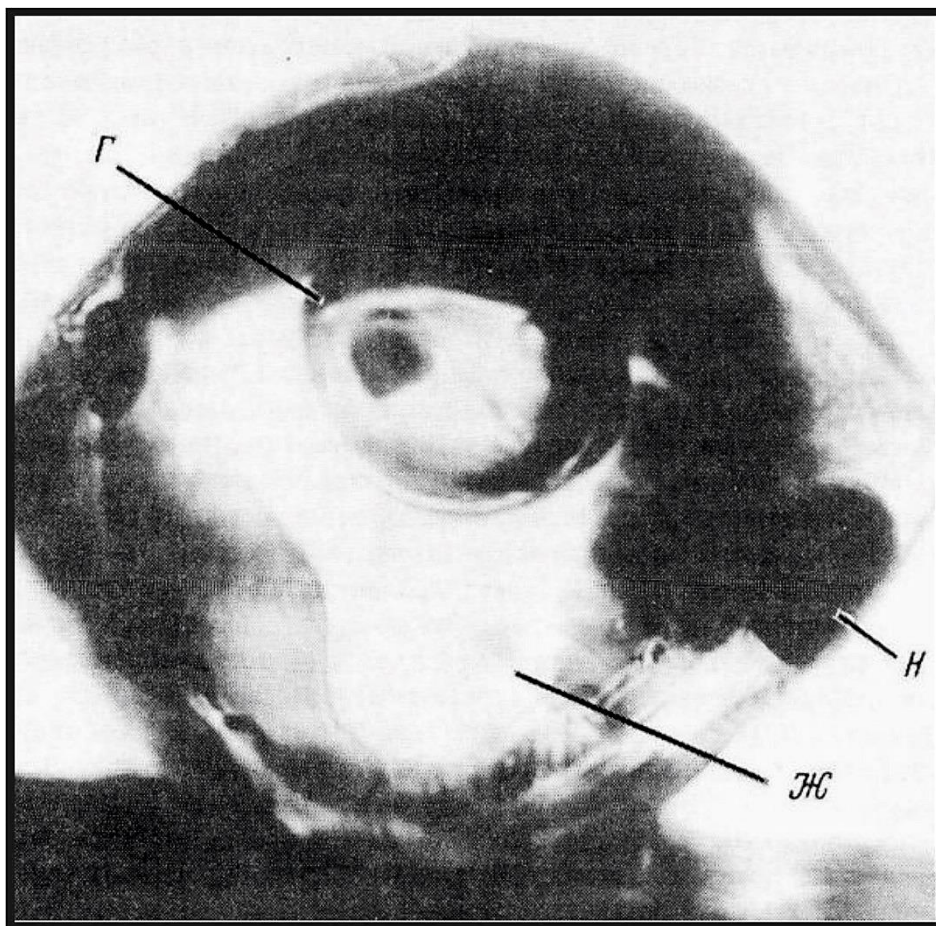


Рис. 8. Газово-жидкое включение в кристалле гидротермального кварца
Г- газ; Ж – желтая нефть; Н – нефтебитум (по [9]).

Возникает вопрос о фазовом составе нефти, образующейся в результате тектоно-гидротермального воздействия на ОВ, входящего в состав баженовской свиты. Ответить на него позволяет анализ микровключений, захваченных кристаллами кварца в процессе их роста из гидротермального флюида, в котором в виде эмульсии присутствовали капельки образовавшейся нефти. Эти включения состоят из трех фаз: пузырька газа, жидкости желтого цвета и вязкой субстанции почти черного цвета (рис. 8). Используя принцип Кавальери несложно определить объемы, занимаемые этими фазами: газ – 15%, желтая жидкость (конденсатоподобная нефть) – 47% и вязкая субстанция почти черного цвета (нефтебитум) – 38% (см. рис. 8).

При нагревании этих включений гомогенизация жидкой и газообразной фаз происходила в интервале температур 230-260°C. Темная вязкая фаза не гомогенизировалась и при

нагревании до 330°C [9]. При более высоких температурах включения просто взрывались, поэтому температуру полной гомогенизации всех трех фаз определить не удалось, но можно предположить, что температура гидротермального флюида была гораздо выше 330°C.

Очевидно, что темная вязкая субстанция – это битум (нефтебитум), состоящий преимущественно из асфальто-смолистых соединений, который выделился на поверхности трещин и каверн вместе с гидротермальными минералами (см. рис. 1, 2, 4, 5) и в виде самостоятельной фазы (см. рис. 7). Очевидно, что основная часть вторичной пористости, образовавшейся в результате превращения исходного ОВ в нефтиды, как уже отмечалось ранее, оказалась заполненной битумом. Кроме того, битуминозные разновидности пород, слагающих баженовскую свиту, обладают слабыми прочностными свойствами и легко уплотняются под действием литостатического давления. Напротив, карбонатные и кремнистые типы пород, способны противостоять литостатическому давлению и сохранять сформировавшуюся в них вторичную емкость, представленную, главным образом, трещинами и кавернами, которые наряду с битумом оказались заполненными образовавшейся нефтью (см. рис. 1-4).

Таблица

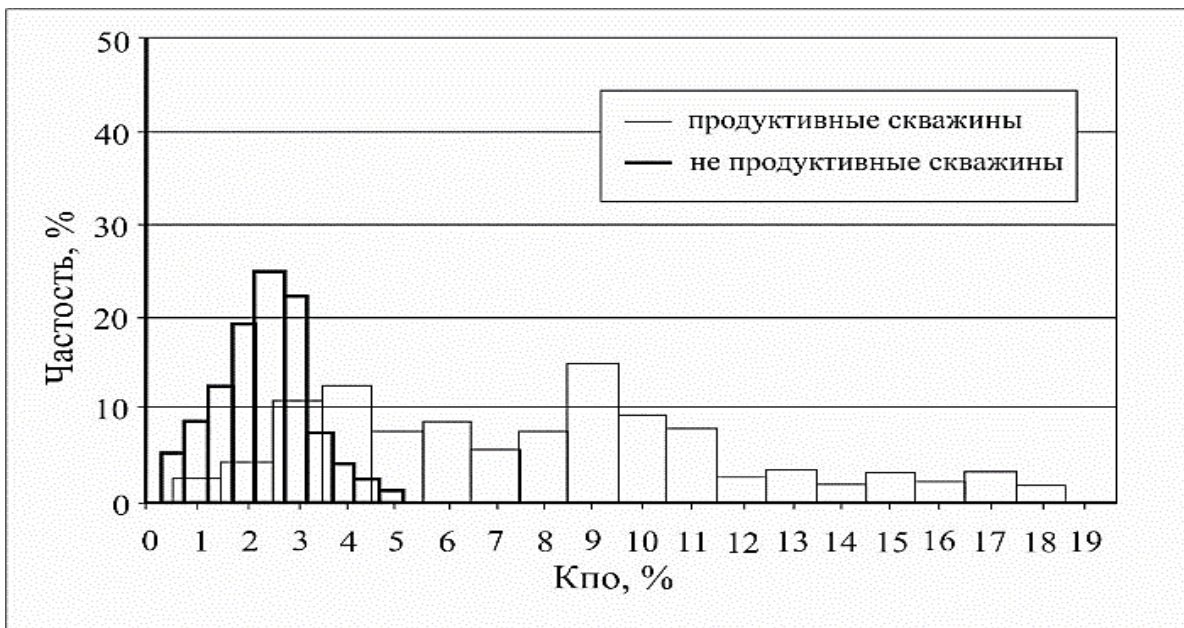
Количество и толщина потенциально продуктивных пластов (ППП), сложенных кремнистыми и карбонатными породами, входящих в состав баженовской и абалакской свит (по данным ГИС)

№ 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-Еговская	<u>2 – 9</u>	<u>1.6 – 6.5</u>	<u>4 – 11</u>	<u>4.5 – 8.8</u>	<u>7 – 18</u>	<u>6.1 – 14.6</u>	20
		5	3.5	8	6.6	13	10.0	
2	Лебяжья	<u>2 – 5</u>	<u>1.4 – 3.0</u>	<u>5 – 13</u>	<u>5.2 – 11.0</u>	<u>8 – 17</u>	<u>7.6 – 13.2</u>	19
		4	2.3	8	7.9	12	10.0	
3	Назымский	<u>2 – 11</u>	<u>1.2 – 7.5</u>	<u>2 – 8</u>	<u>2 – 8</u>	<u>5 – 14</u>	<u>4.9 – 15.5</u>	8
		4	3.7	5	4.8	10	8.5	
4	Итьяхский	<u>6 – 9</u>	<u>6.2 – 7.8</u>	<u>5 – 7</u>	<u>2.9 – 3.6</u>	<u>11 – 16</u>	<u>9.1 – 11.4</u>	3
		7	6.8	6	3.4	13	6.8	
5	Камынская	<u>3 – 9</u>	<u>1.4 – 3.7</u>	<u>7 – 11</u>	<u>3.4 – 5.7</u>	<u>12 – 19</u>	<u>6.2 – 9.2</u>	10
		6	2.8	9	4.4	15	7.2	
6	Восточно-Пальяновская	<u>0 – 10</u>	<u>0 – 8.0</u>	<u>2 – 11</u>	<u>3.5 – 9.5</u>	<u>3 – 19</u>	<u>3.5 – 16.0</u>	16
		4	4.3	6	5.9	10	10.2	

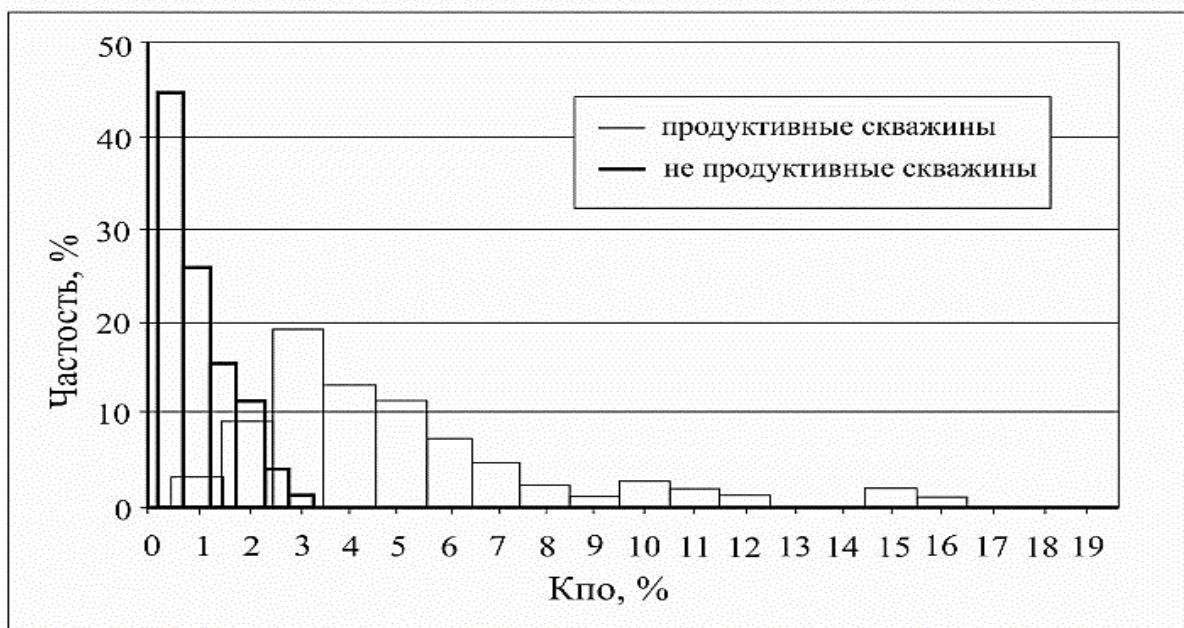
Примечание: в числителе пределы изменения параметра, в знаменателе – его среднее значение

Таким образом, коллекторами в баженовской и абалакской свитах в участках, подвергавшихся тектоно-гидротермальному воздействию могут быть преимущественно кремнистые и/или карбонатные литологические типы пород, названные автором потенциально продуктивными или сокращенно ППП (Зубков, 2001).

Важно отметить, что в результате тектоно-гидротермальной «проработки» формируются зоны разуплотнения, механизм формирования которых будет рассмотрен позднее. В этих зонах пористость образцов заметно выше, чем в участках, не подвергавшихся тектоно-гидротермальному воздействию. Это объясняется наличием в породах вторичной пористости и микротрещиноватости (см. рис. 1б), сформировавшихся в результате тектонического дробления пород, флюидоразрыва, выщелачивания гидротермами неустойчивых минералов (в первую очередь карбонатов) и, наконец, превращения исходного ОВ в нефтиды (рис. 9).



а



б

Рис. 9. Распределение значений пористости в образцах, отобранных из продуктивных и не продуктивных скважин

а – Красноленинское месторождение; б – Салымское месторождение.

На приведенных распределениях видно, что пористость образцов из не продуктивных 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 широких пределах, достигая 18% (см. рис. 9а). Основная часть образцов из продуктивных скважин имеет пористость от 3 до 11%. Распределение пористости в образцах, отобранных из продуктивных и не продуктивных скважин, пробуренных в пределах Салымского месторождения, заметно отличается от ранее рассмотренного.

Пористость образцов, отобранных из не продуктивных скважин изменяется в гораздо более узких пределах – от десятых долей до 3%, причем основная масса образцов, поднятых из этих скважин имеет пористость менее 1% (см. рис. 9б). Пористость образцов, отобранных из продуктивных скважин изменяется в более широких пределах (от 1 до 16%), однако основная их часть обладает пористостью 2-6% (см. рис. 9б).

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

Поскольку главными типами вторичных коллекторов в баженовской и абалакской свитах являются кремнистые и карбонатные породы, то есть довольно плотные с низким содержанием в их составе ОВ, то они сравнительно легко выделяются в разрезах скважин акустическими и «плотностными» методами ГИС (рис. 10). По данным ГИС определяется мощность каждого из ППП, протяженность (распространение по площади), их мощность и строится карта суммарных толщин ППП в пределах анализируемой территории [9].

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 таблице. Из полученных данных следует, что в среднем их суммарная мощность изменяется от 7 до 10 м, а их среднее число варьирует в пределах от 10 до 15 (см. табл.). То есть суммарная мощность ППП в составе рассматриваемых отложений вполне сопоставима с толщиной обычных песчано-алевритовых продуктивных пластов.

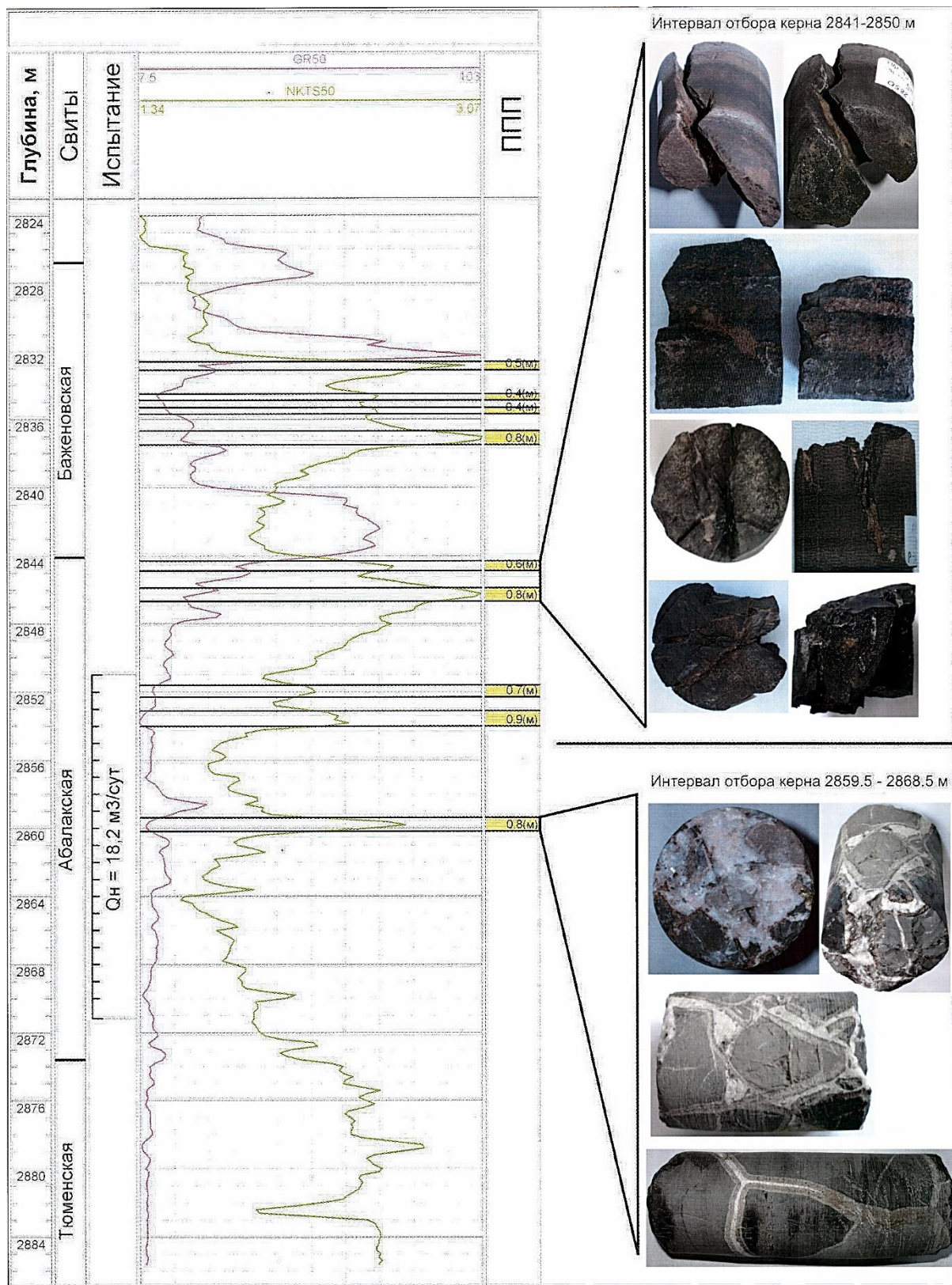


Рис. 10. Пример выделения потенциально продуктивных пластов в отложениях баженовской и абалакской свит по данным ГИС (по [9]).

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

абалакской свиты, 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 углеводородные залежи. То есть 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, 24].

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

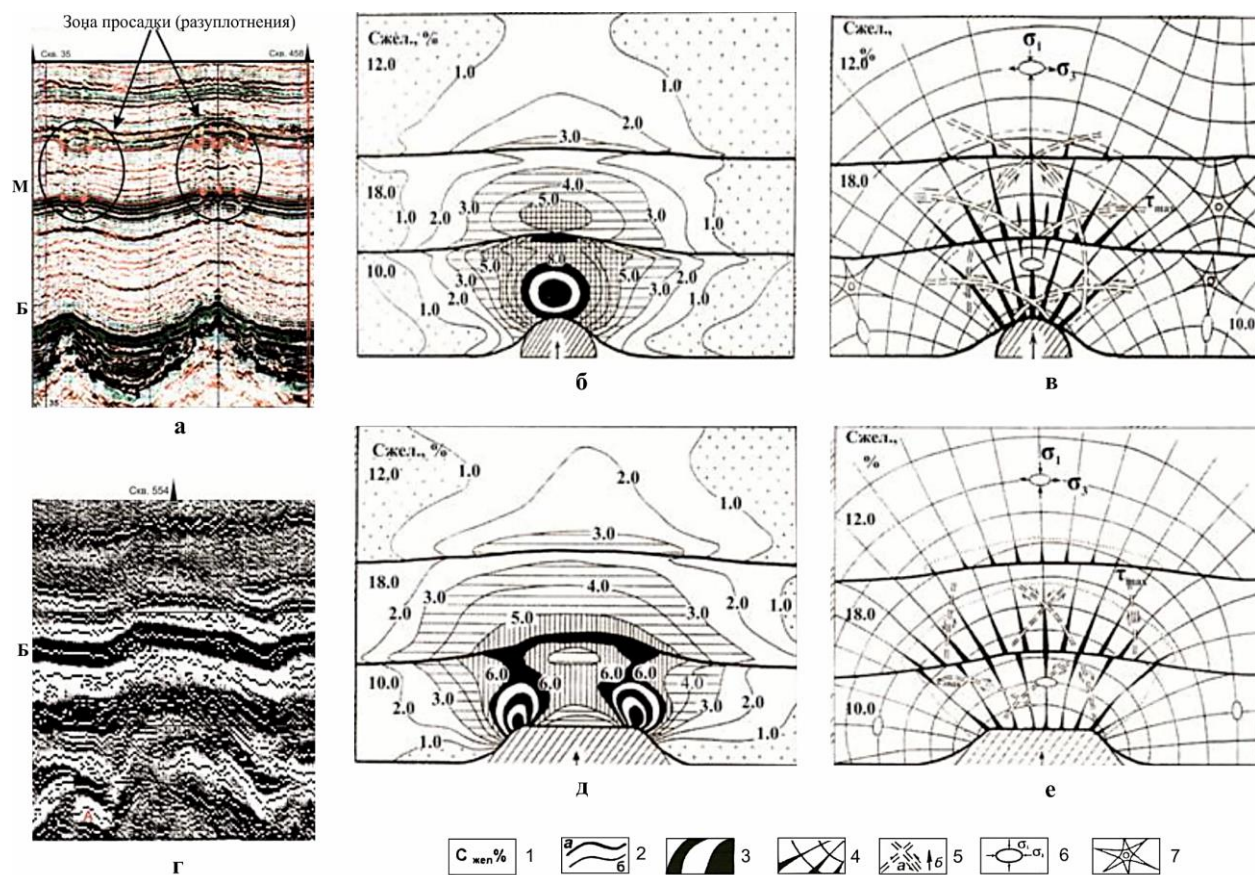


Рис. 11. Примеры базовых сейсмопрофилей (а, г) и расшифровка построенных на их основе оптико-поляризационных моделей (б, в, д, е); а – Пальяновская площадь, г – Салымское месторождение. Условные обозначения: 1 – концентрация желатина; 2: а – границы между желатиновыми слоями, б – изохромы (уровни касательных 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 - эллипсоид деформации; 7 – изотропная точка.

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 [2-4, 9, 18, 23, 24, 28-30].

Точность оптического метода исключительно велика, и 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 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 [2-4, 9, 18, 23, 24, 28-30].

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 касательных (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 сдвигания – 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. 11а, г).

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. 11а). Кстати говоря, над вершинами антиклинальных блоков, присутствующих на сейсмодновременном разрезе, изображенном на этом же рисунке, на некотором расстоянии от них, присутствуют трещиноватые зоны разуплотнения (просадки), о которых говорилось ранее (см. рис. 11а).

Вследствие вздымания 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. 11б, в).

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 (см. рис. 11в). 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 выше границы между средним и верхним желатиновыми слоями (см. рис. 11в).

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 таковые, 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 (баженовская свита) и породами-коллекторами.

Распределение напряжений, возникающих вследствие роста трапециевидного поднятия заметным образом отличается от рассмотренного ранее, сформировавшегося над симметричным поднятием (рис. 11д).

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 (см. рис. 11д). 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 таковая, сформировавшаяся над первой моделью (см. рис. 11б, д). 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 (см. рис. 11д, е). Поэтому интенсивная вертикальная миграция флюидов в этом случае возможна лишь на бортах трапециевидного поднятия, а не в его центральной части.

Интересно, что высокодебитная скважина 554э, пробуренная на Салымском месторождении и вскрывшая бажено-абалакский комплекс, попала как раз в рассмотренную

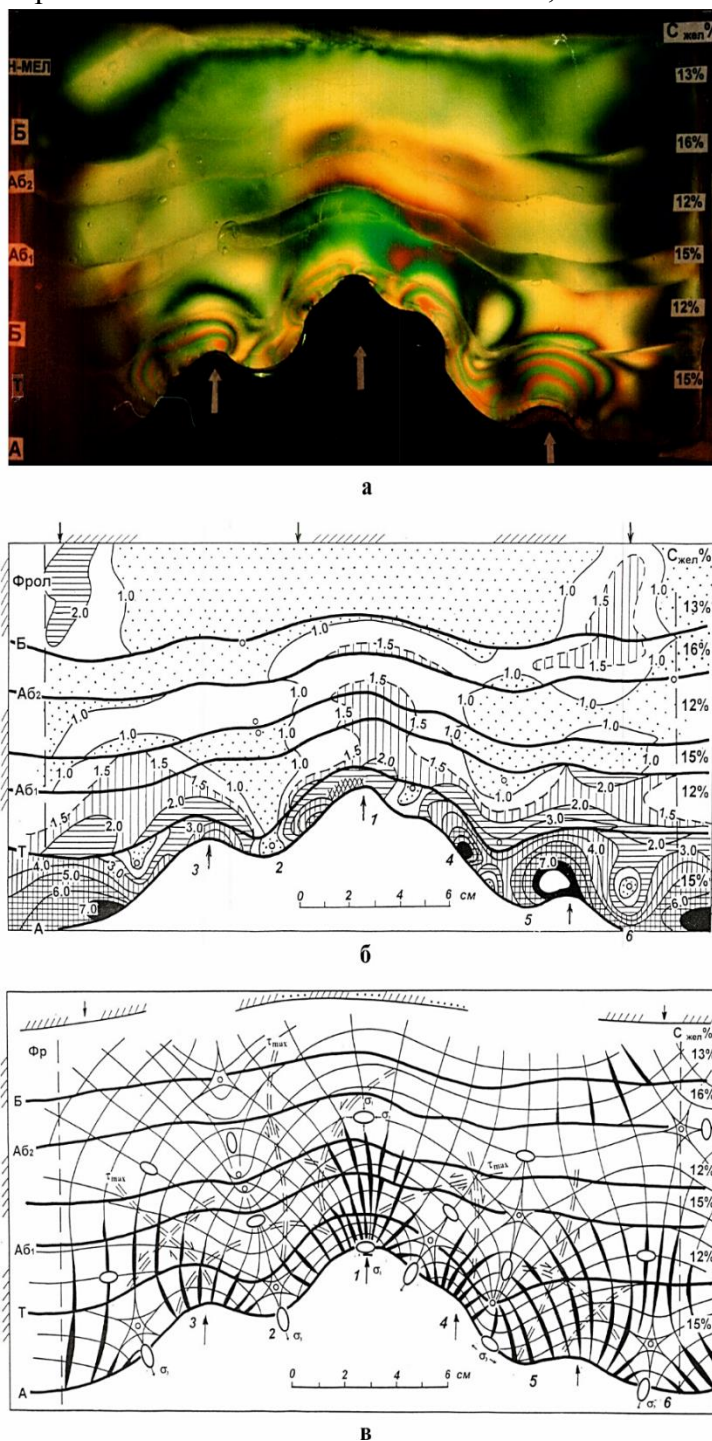


Рис. 12. Оптико-поляризационная модель, построенная по одному из сейсмопрофилей Пальяновского месторождения (а) и её расшифровка (б, в); условные обозначения см. на рис. 11.

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 баженовской и абалакской свит (см. рис. 11г-е). 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, они начинают наклоняться и принимать всё более пологое положение (см. рис. 11в, е).

Рассмотрим более сложную оптическую модель, построенную по одному из сейсмических профилей Восточно-Пальяновской площади (рис. 12а).

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. 12 б, в). Иными словами, это участки всестороннего сжатия, в которых происходит уплотнение осадков и скважины, попадающие в такие участки при испытании окажутся «сухими». Второе замечательное свойство изотропных точек заключается в том, что при их пересечении ориентация трещин отрыва меняет свое направление на 90° и эллипсоид деформации также поворачивается на те же 90° (см. рис. 12в).

Таким образом, оптико-поляризационное моделирование позволяет прогнозировать зоны сжатия и разуплотнения (то есть 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**.

Начнем рассмотрение с **двумерных** седиментационных моделей.

Двумерное моделирование осуществлялось в камерах с линейными размерами 50х30х10 см. В нижней части камеры располагались подвижные блоки, с помощью которых моделировался рост поднятий заданной формы [9, 24].

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 и/или алебаstra, а вторые - из природных песчано-алевритовых и глинистых осадков.

После завершения экспериментов модели послойно препарировались и изучался характер распределения трещин в каждом из компетентных слоёв, их ориентация в пространстве, протяженность, плотность, а также их раскрытость [9, 24].

Следует также обратить внимание на очень важный для тектонофизического моделирования факт, что все исследованные структуры имели постседиментационный, то есть 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 чуть позже.

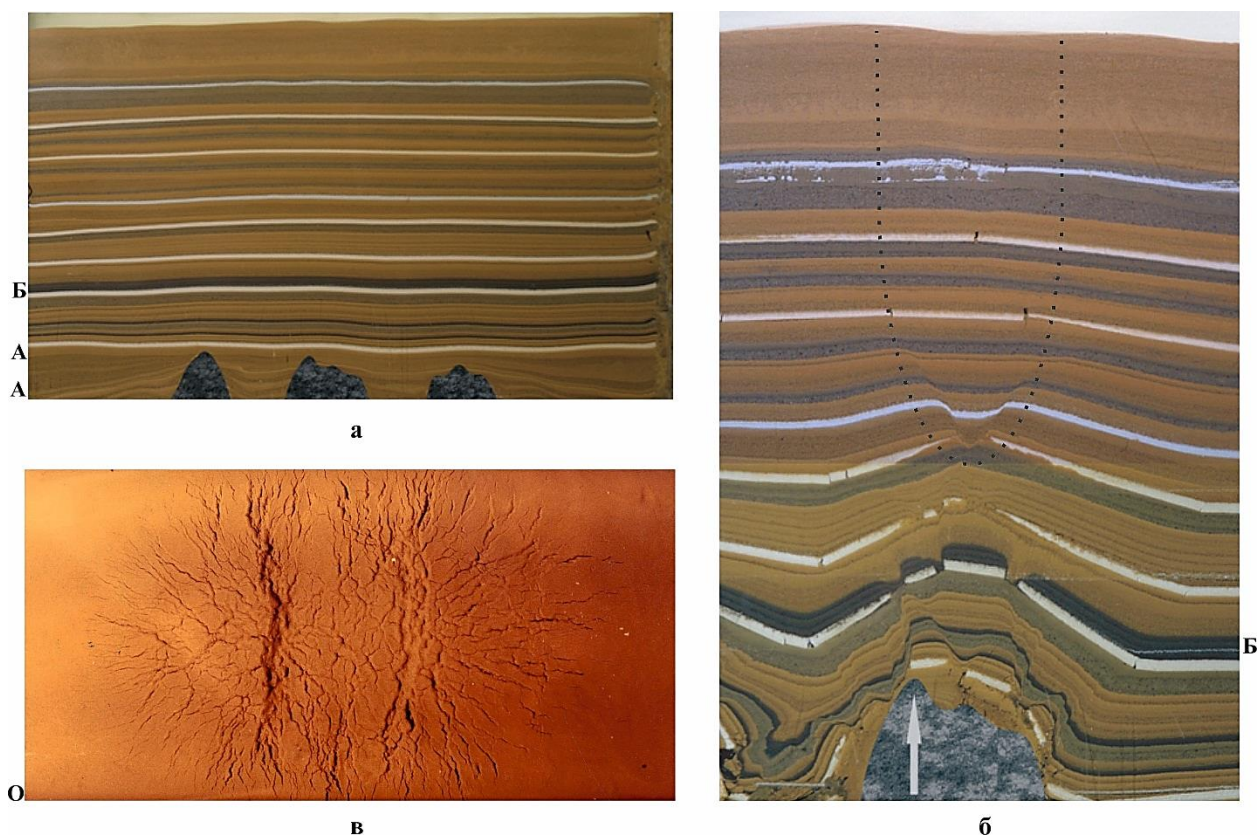
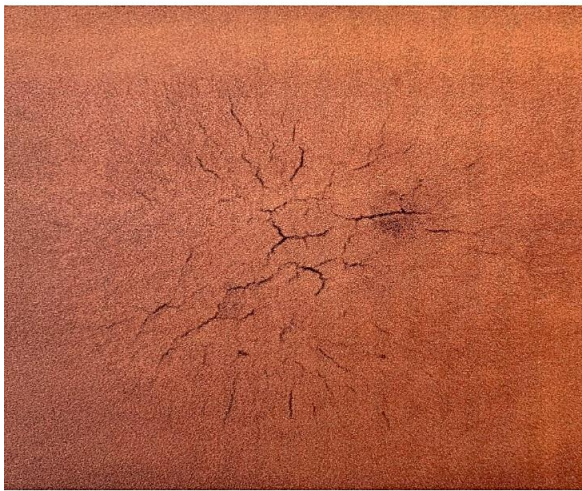
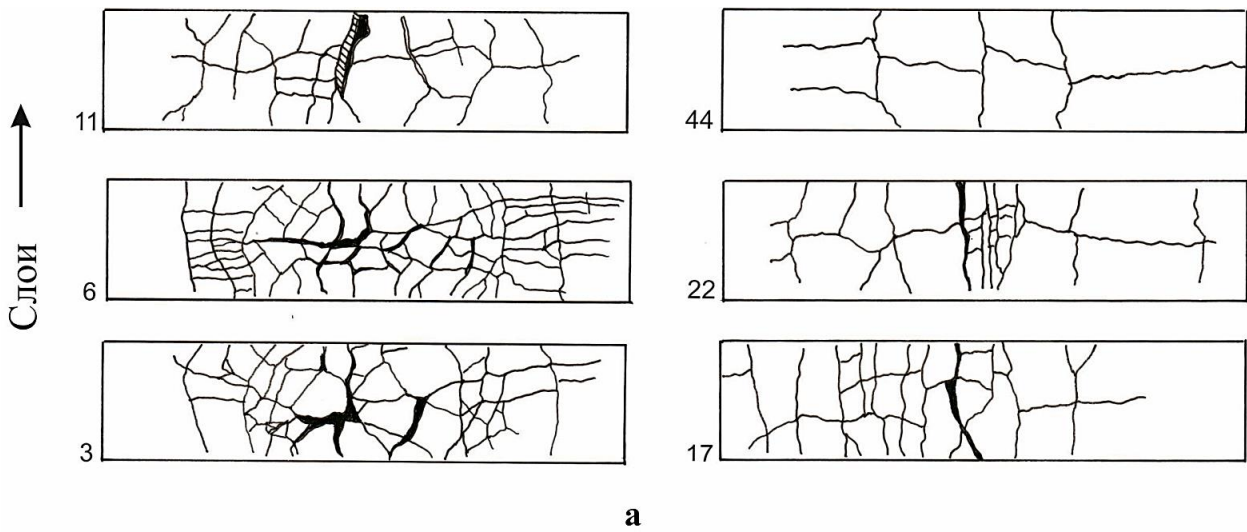
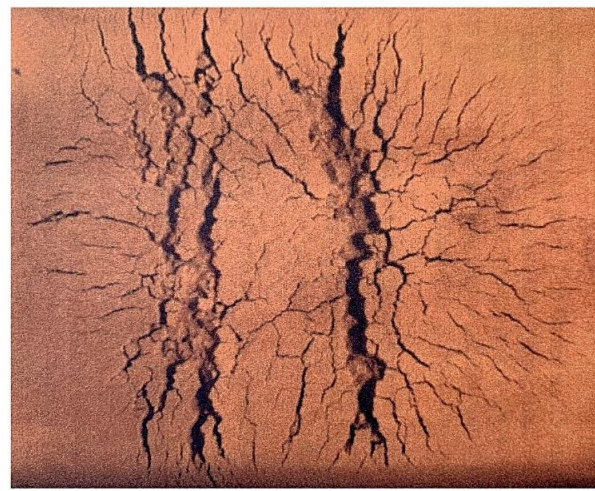


Рис. 13. Фотографии двумерной седиментационной модели в исходном состоянии (а), после роста центрального поднятия с образованием над ним зоны разуплотнения (дробления) или просадки осадков (б) и вид сверху на вышедшую на поверхность модели зону разуплотнения (в).

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 (см. рис. 11а). Для этого сравним исходную седиментационную модель и ту же модель после роста центрального антиклинального блока (рис. 13а, б). На представленных рисунках хорошо видно, что вследствие роста центрального антиклинального блока в первоначально субпараллельных слоях над ним в осадках образовалась зона разуплотнения, проявившаяся в осадках в виде просадки (рис. 13б).



б



в

Рис. 14. Результаты препарирования компетентных слоёв двумерной седиментационной модели главного поднятия Кальчинского месторождения с распределением в них разрывных дислокаций (а), система трещин, сформировавшихся на начальной стадии роста поднятия (б) и после завершения его роста (в); цифрами обозначены номера компетентных слоёв по направлению снизу-вверх.

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 (см. рис. 13б). Образование этой зоны было предсказано ранее при рассмотрении оптических моделей (см. рис. 11б, в).

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. 13в).

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 верхними. В качестве примера проанализируем результаты препарирования компетентных слоёв, в которых образовались трещины, в седиментационной модели, построенной на основе одного из сейсмических разрезов, пересекающих главное поднятие в пределах Кальчинского месторождения (рис. 14а). В препарированных компетентных слоях хорошо видны основные закономерности распределения и морфологии возникших в них дислокаций, а также величина их раскрытости (см. рис. 14а). 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 бажено-абалакском комплексе), 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 ориентированные 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.

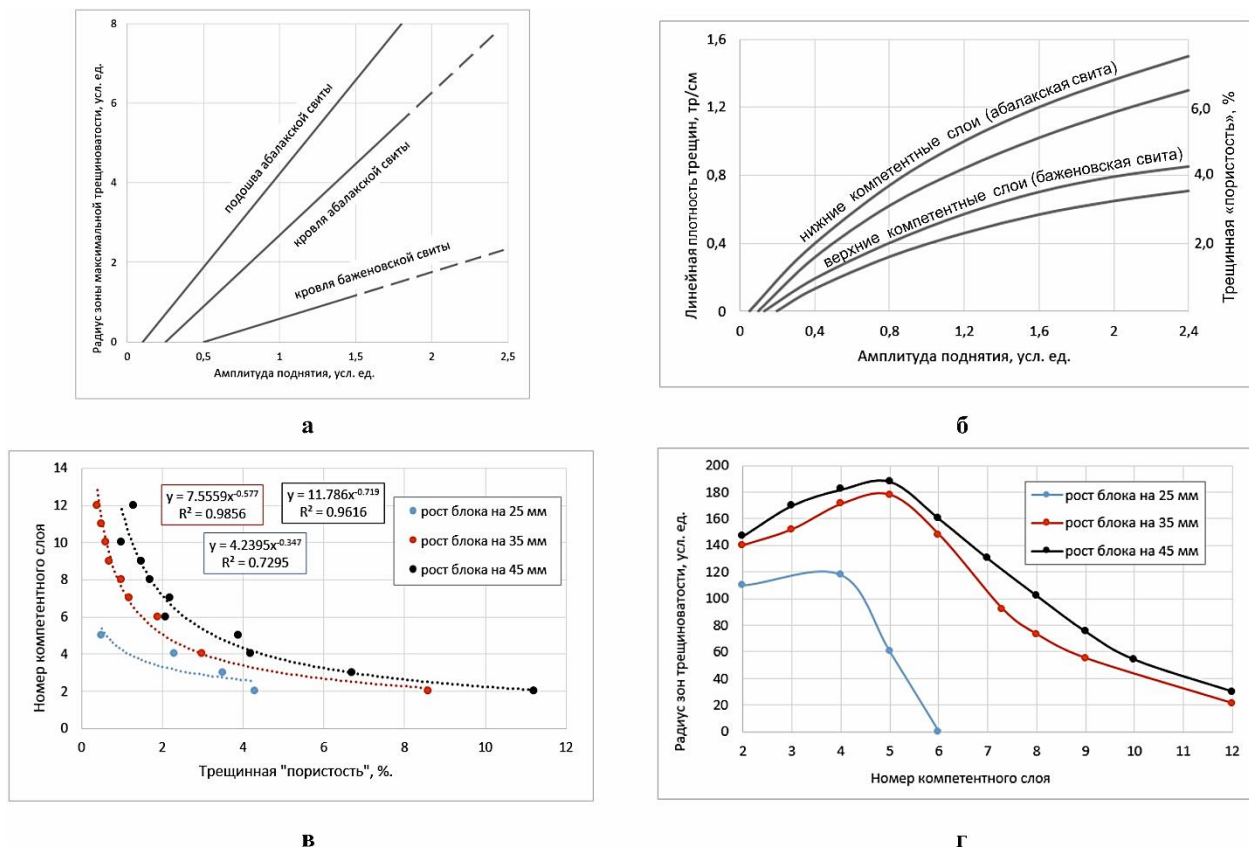


Рис. 15. Результаты обработки данных по двумерному тектоно-седиментационному моделированию

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.

По мере роста поднятия, формирующаяся над ним система трещин постепенно меняет свою морфологию (пространственную ориентацию), протяженность и раскрытость (рис 14 б, в).

Выполненное двумерное моделирование позволило установить зависимости линейной плотности трещин и трещинной «пористости» в компетентных слоях (ППП) имитирующих отложения бажено-абалакского комплекса, от амплитуды поднятий (рис. 15а, б). Наблюдается очевидная закономерность – в компетентных слоях, моделирующих ППП в составе абалакской свиты наблюдаются более высокие значения линейной плотности трещин, трещинной «пористости», а также заметно больший радиус зон максимальной трещиноватости по сравнению с таковыми, входящими в состав баженовской свиты при одной и той же амплитуде поднятий (см. рис. 15а, б).

Похожие зависимости получены для блоков, имевших различную амплитуду и компетентных слоев, расположенных на различном расстоянии от их вершин, нумерация которых идет по направлению снизу-вверх (рис. 15в, г). 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, то есть по мере удаления от вершин антиклинальных блоков величина трещинной «пористости» быстро уменьшается (см. рис. 15 в).

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 (см. рис. 11б, в, д, е и 15г).

Трёхмерное седиментационное моделирование.

В отличие от двумерного седиментационного моделирования, позволяющего имитировать лишь отдельные плоские вертикальные фрагменты той или иной площади по аналогии с сейсмодновременными разрезами, трёхмерные седиментационные модели 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 60х40х40 см.

В качестве примера трёхмерной седиментационной модели рассмотрим таковую, построенную на основе сейсморазведочных данных, представляющую собой фрагмент с антиклинальным блоком, выбранным в пределах Каменной площади (рис. 16а). По этой антиклинальной структуре была изготовлена модель, повторяющая все её морфологические особенности (рис. 16б). После чего проводилось моделирование роста этого поднятия,

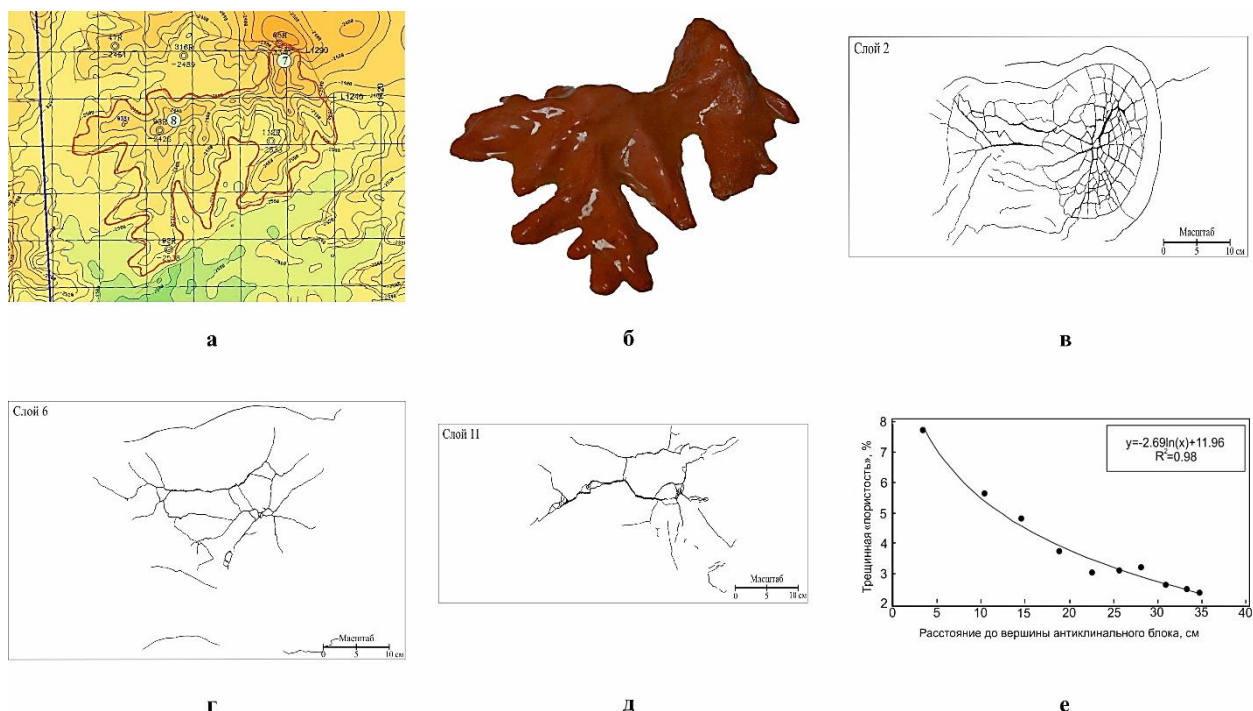
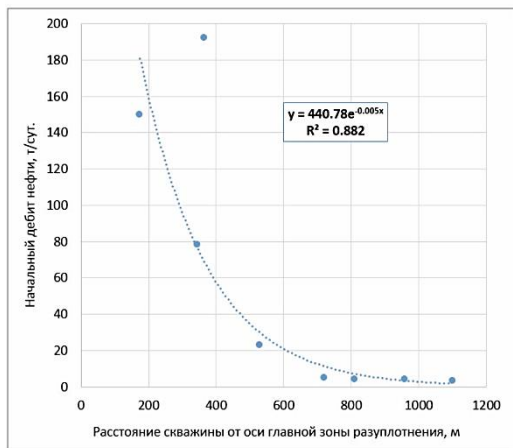


Рис. 16. Фрагмент структурной карты Каменной площади по горизонту А (а), фотография антиклинального блока, имитирующего эту положительную структуру (б), распределение трещин в компетентных слоях трёхмерной седиментационной модели, образовавшихся в них вследствие роста этой антиклинальной структуры (в-д) и зависимость трещинной «пористости» образовавшейся в компетентных слоях этой модели от расстояния до вершины антиклинального блока (е); нумерация компетентных слоёв идет по направлению снизу-вверх.

а затем, так же, как и при двумерном седиментационном моделировании, осуществлялась её послойная разборка (препарирование) и изучались закономерности распределения трещин, образовавшихся после роста поднятия в компетентных слоях (рис. 16в-д).

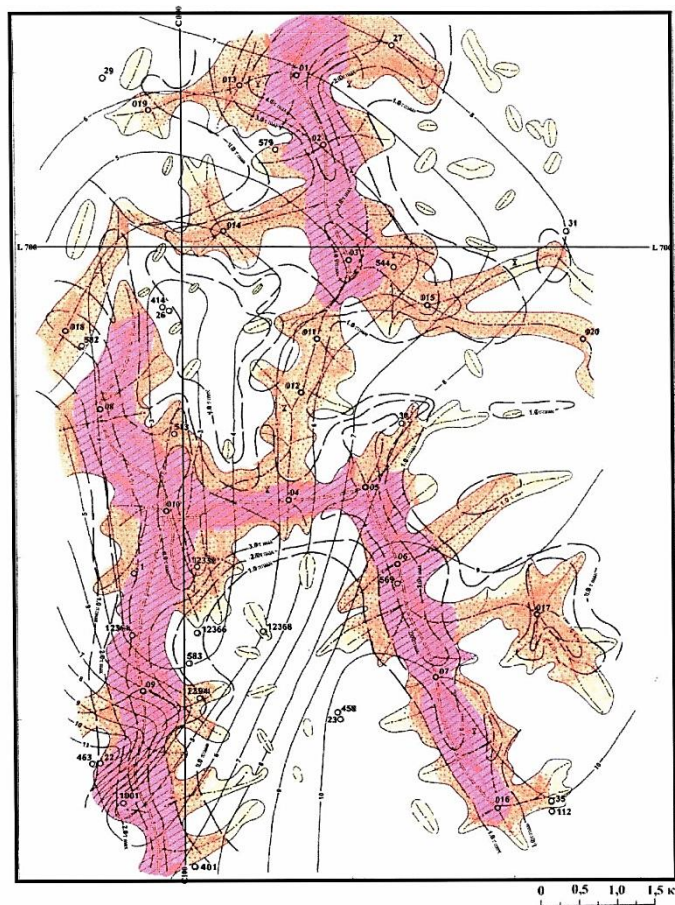
Анализ полученных результатов дал возможность построить зависимости подобные рассмотренным выше при изучении двумерных седиментационных моделей, например, величины трещинной (двумерной) «пористости» от расстояния до вершины антиклинального блока (рис. 16е).

Таким образом, полученные в результате тектонофизического моделирования данные ясно указывают на то, что если вторичные коллекторы, сформировавшиеся в бажено-абалакском комплексе, 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.



а

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



б

Рис. 17. 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 абалакской свитах Восточно-Пальяновской площади (по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования).

Действительно, имеется зависимость начальных дебитов, полученных из скважин, вскрывших эти свиты от расстояния до главных осей зон разуплотнения (рис. 17а). Из полученной зависимости следует, что скважины, пробуренные на расстоянии около 600 м и более от оси главной зоны разуплотнения, будут давать непромышленные дебиты нефти (см. рис. 17а). Для того, чтобы эти скважины стали давать рентабельные дебиты нефти необходимо провести в них гидроразрыв, который позволит соединить их с зонами тектоногенной трещиноватости в ППП, 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 3Д сейсморазведки, перспективными зонами трех категорий, приведен на рис. 17б. Кроме того, на этой карте также нанесены изопахиты суммарных толщин ППП, входящих в состав бажено-абалакского комплекса, так как 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. Она настолько прочно связана с породой, что частично сохраняется в образцах при их нагревании до 250 и даже до 300°C.

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 [17, 32-35]. Однако для тонкослоистого разреза бажено-абалакского комплекса, в котором толщина отдельных ППП составляет от первых десятков см до 2.0-2.5 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 бажено-абалакском комплексе и даже на качественном уровне оценивать величину вторичной трещиновой «пористости», что подтверждается результатами испытаний разведочных и эксплуатационных скважин [9].

Поэтому проанализируем более подробно закономерности, наблюдаемые в распределении трещин и их плотности в зависимости от амплитуды того или иного поднятия, толщины компетентных слоёв, моделирующих продуктивные карбонатные и кремнистые пласты (ППП), входящие в состав бажено-абалакского комплекса, а также 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 значительнее 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 (см. рис. 1б).

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 значительнее латеральные размеры зоны дробления, формирующейся над ним.

Следует также обратить внимание на тот факт, что если растущие антиклинальные блоки довольно близко расположены по отношению друг к другу, то зоны трещиноватости, образовавшиеся над ними в осадках, моделирующих отложения бажено-абалакского

комплекса, сливаются в единую обширную зону дробления, поэтому в природных условиях в такой зоне могут присутствовать значительные запасы углеводородов.

С практической точки зрения большое значение имеет прогноз средних расстояний между трещинами, формирующимися в компетентных пластах или ППП, так как 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 метров в зоне максимального дробления, то в участках с умеренной трещиноватостью расстояние между ближайшими трещинами в пластах такой же мощности составит 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 ею 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 [12]. 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 бажено-абалакского комплекса.

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 (зону 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 (см. рис. 14а). 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.

Наконец, не следует забывать о том, что по мере роста поднятия трещины изменяют свою ориентацию, например, вторая (более поздняя) генерация трещин может оказаться расположенной субперпендикулярно по отношению к системе первой (более ранней) генерации трещин (см. рис. 14б, в), на что обращали внимание В.В. Белоусов и М.В. Гзовский в своей ранней работе, посвященной экспериментальной тектонике [2].

Несомненный интерес также представляет оценка латеральных размеров зоны трещиноватости, возникающей над образовавшимися поднятиями. Анализ полученных экспериментальных данных показал, что можно очень грубо (на качественном уровне) определить ширину такой зоны, связав её размеры с амплитудой этих поднятий. Максимальная ширина трещинной 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 бажено-абалакский комплекс, от оси зоны разуплотнения и их дебитом показал, что скважины, в которых получены притоки нефти из ППП, входящих в состав этого комплекса, расположены на расстоянии не более 500-800 м от оси зон разуплотнения (см. рис. 17а). Расстояние наиболее высокодебитных скважин от оси разуплотнения не превышает 350-400 м (см. рис. 17а). Таким образом, полученные на основе моделирования результаты, в первом приближении соответствуют данным промысловых испытаний. Проведенные исследования позволили оценить следующий параметр, используемый при подсчете запасов объемным методом – **площадь УВ залежей** в бажено-абалакском комплексе (см. рис. 17б).

Изучение степени успешности прогнозов, выполненных для бажено-абалакского комплекса 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, что степень достоверности прогнозов напрямую зависит от качества исходной геолого-геофизической информации. Поэтому при проведении поисково-разведочного и эксплуатационного бурения скважин на площадях, освещенных сейсморазведочными работами, следует осуществлять тектонофизическое моделирование в их

пределах с целью выделения наиболее перспективных участков с максимально высокими ФЕС пород-коллекторов в составе бажено-абалакского комплекса, чтобы грамотно организовать сначала разведку, а затем и разработку углеводородных залежей в пределах этих площадей и, наконец, провести подсчет запасов УВ, содержащихся в этих отложениях.

В разрабатываемом в настоящее время Методическом руководстве по подсчету запасов нефти в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [19] предлагается выделять два типа коллекторов: I тип – естественный коллектор (то есть «добровольно» отдающий нефть без применения дополнительных мероприятий) и II тип – коллектор, отдающий нефть в результате технологической стимуляции, чаще всего представляющей собой гидроразрыв пласта. Коллектора, относящиеся к первому типу подробно рассмотрены ранее (см. рис. 1-5). А что представляют собой коллектора II типа? Возможны, как минимум два ответа на этот вопрос. 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 того, что в результате гидроразрыва происходит увеличение величины раскрытости многочисленных микротрещин, присутствующих в ППП, включая таковые, обладающие микронной толщиной (см. рис. 1б). Благодаря чему их проницаемость возрастает, и они начинают отдавать содержащуюся в них нефть.

На основе полученных результатов попробуем восстановить механизм формирования в бажено-абалакском комплексе коллекторов и УВ залежей, без чего невозможно осуществить подсчет запасов в этих отложениях (см. эпиграф к настоящей статье).

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 (см. рис. 1а, г).

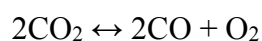
Высокоэнтальпийные флюиды, отделившиеся от магматических тел, мобилизуют поровую воду, сначала содержащуюся в породах фундамента, а затем и в осадочном чехле, что приводит к формированию высокоэнтальпийных гидротермальных флюидов, имеющих очень высокую (надкритическую) температуру. В результате тектонического дробления в бажено-абалакском комплексе начинается формирование вторичных коллекторов трещинного (в силицитах) и трещинно-кавернозного (в карбонатах) типов. В баженовской свите одновременно под действием высокоэнтальпийных флюидов, проникающих в неё по возникшим зонам дробления, происходит термолитиз присутствующего в её составе исходного ОВ, которое начинает генерировать нафтиды. 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 нафтидо-водная эмульсия. Водная фаза вследствие охлаждения гидротермального флюида 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 (см. рис. 4).

Казалось бы, что превращение исходного ОВ в нефтиды должно приводить к образованию вторичной пористости (см. рис. 6). Однако объем образующихся нефтидов превышает объем исходного ОВ, 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 бажено-абалакском комплексе. 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 битумов в «свободном виде» в форме маломощных линзочек и прослоев свидетельствует о том, что в момент превращения исходного ОВ в нефтиды породы баженовской свиты с высоким содержанием ОВ приобрели пластичное состояние и все поровое пространство, занимаемое до этого исходным ОВ оказалось заполненным битумом, а его «излишки», выжатые давлением перекрывающих отложений, появились в виде упомянутых линз и прослоев (см. рис. 7). В этих участках, подверженных тектоно-гидротермальному воздействию, баженовская свита стала *битуминозной*. В зависимости от качества и мощности флюидоупоров, окружающих бажено-абалакский комплекс сверху и снизу в них может сохраняться аномально высокое давление, превышающее гидростатическое для этих глубин в несколько раз.

Вода, входившая в состав гидротермальных флюидов, по мере её охлаждения «вернулась» в поровое пространство пород, из которых она до этого была мобилизована и заняла самые мелкие поры в породах бажено-абалакского комплекса, а также частично вошла в состав новообразованных гидротермальных минералов, представленных каолинитом (диккитом), гармотомом (цеолитная вода) и др. (см. рис. 1, 5). Действительно, нагрев обычных (не ППП) образцов, отобранных из бажено-абалакского комплекса (с использованием реторты) до 250°C показал, что содержание в них воды в 2-5 раз превышает таковое УВ (в баженовской свите) и до 30 и более раз (в абалакской свите). При этом по данным пиролитических исследований в составе образцов, отобранных из баженовской свиты (не ППП), отмечается высокое содержание тяжелых УВ и битума, а в таковых, поднятых из абалакской свиты, напротив, преобладают низкомолекулярные УВ, а концентрация битума невелика. То есть битумы, генерируемые исходным ОВ, из-за высокой вязкости преимущественно остаются в составе баженовской свиты и не эмигрируют на большие расстояния. Этот тип пород можно назвать генератором нефтидов. Только небольшая часть образовавшегося битума в виде гетеросоединений, входящих в состав образующейся нефти, эмигрирует во второй тип, то есть 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°C 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, то есть отмечается образование из окиси углерода и кислорода угольной кислоты. 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, то есть в системе появляются кислород и окись углерода (см. уравнение). Образовавшийся кислород реагирует с тиобитумом и пиритом, окисляя их с образованием серной кислоты, которая, в свою очередь, взаимодействуя с карбонатами образует сульфаты и угольную кислоту.

В результате неполного окисления углерода органического вещества кислородом образуется дополнительное количество CO. Водород, который является обычным компонентом ювенильных флюидов реагирует с окисью углерода с образованием углеводородов (процесс Фишера-Тропша), что приводит к увеличению суммарного количества нефтяных флюидов, формирующих залежи нефти в бажено-абалакском комплексе.

Таким образом, тектоно-гидротермальное воздействие на рассматриваемые отложения не только приводит к формированию вторичных коллекторов и генерации нефтяных флюидов из исходного ОВ, присутствующего в составе баженовской свиты, но и активному образованию дополнительных объемов «ювенильных» УВ.

Заключение

Выделение в осадочном разрезе бажено-абалакского комплекса однозначно осуществляется по результатам ГИС, в то время, как проведение границы между баженовской и абалакской свитами вызывает определенные трудности. Так как 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 бажено-абалакский комплекс и оценивать их суммарные 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 бажено-абалакском комплексе, так как 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 керна, значениях пористости трещиноватых разновидностей силицитов (например, 3-5%) и псевдогранулярной пористости

радиоляритов (например, 10-12%), а также фосфоритовых копролитов (например, 14-16%) (см. рис. 2, 5, 9). Однако, вряд ли по данным ГИС можно надежно отличить силициты от радиоляритов, имеющих небольшую толщину, выделить маломощные 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 керна, сохранившего свою целостность, несмотря на наличие в нем трещин и каверн (см. рис. 4а-г).

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 каверны 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 (см. рис. 2в, 5г). Действительно, высокомолекулярные УВ и гетеросоединения практически не извлекаются из порового пространства при разработке бажено-абалакского комплекса, а остаются вместе с битумом на стенках пор, трещин и каверн в форме «остаточной нефти» (см. рис. 1а, д, е, 4д, 5в, 7).

При проведении петрофизических исследований керна, отобранного из бажено-абалакского комплекса, следует обратить особое внимание на долю пустотного пространства, обусловленную микротрещинами, так как вполне вероятно, что повышенная пористость образцов, отобранных из продуктивных интервалов бажено-абалакского комплекса (см. рис. 9) во многом обусловлена именно наличием этой микротрещиноватости, величина которой может составлять от 0.3-0.5 до 3-4% (см. рис. 1б).

Полученные с помощью тектонофизического моделирования значения вторичной (тектоногенной) трещинной «пористости» носят сугубо ориентировочный характер. Однако, тем не менее они объясняют, почему при прочих равных условиях дебиты нефти, получаемые из ПП, входящих в состав абалакской свиты 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» (см. рис. 14 б, 15).

На основе комплексирования 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 бажено-абалакского комплекса. Остается до конца не решенной проблема прогноза величины вторичной пористости, формирующейся в ППП, входящих в состав бажено-абалакского комплекса 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 бажено-абалакском комплексе, следует продолжить тектонофизическое моделирование, используя в

качестве основы данные сейсморазведки и результаты промыслово-геофизических исследований.

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. **Белоусов В.В., Гзовский М.В.** Экспериментальная тектоника. М. Недра. 1964, 118 с.
3. **Бондаренко П.М., Лучицкий И.В.** Сдвиги и зоны скалывания в тектонических полях напряжений / Ред. И.В. Лучицкий, П.М. Бондаренко. Экспериментальная тектоника в теоретической и прикладной геологии // М.: Наука. 1985. с. 159-182.
4. **Гзовский М.В.** Основы тектонофизики. М. Наука. 1975. 536 с.
5. **Гурари Ф.Г., Гурари И.Ф.** Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1974. № 5. С. 36-40.
6. **Добрынин В.М., Мартынов В.Г.** Коллектор нефти в нефтематеринских глинистых толщах // Геология нефти и газа. - 1979. - № 7. - С. 36-43.
7. **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.
8. **Зарипов О.Г., Сонич В.П., Юсупов К.С.** Модель пласта Ю₀ баженовской свиты. Нефтеносность баженовской свиты. Тр. ИГиРГИ. М. 1980. С. 57-63.
9. **Зубков М.Ю.** Коллекторы в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза // Геология нефти и газа. № 5. 2014. с. 58-72.
10. **Клубова Т.Т., Климушина Л.П., Медведева А.М.** Особенности формирования залежей нефти в глинах баженовской свиты Западной Сибири. В кн.: Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. Тр. ИГиРГИ. М. 1980. С. 128-147.
11. **Коньшева Р.А., Сахибгареев Р.С.** О природе емкости в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // ДАН СССР. 1976. Т. 228. № 5. С. 1197-1199.
12. **Копыстьянский Р.С.** Трещиноватость горных пород и её значение в нефтегазовой геологии. Киев: «Наукова думка», 1978, 216 с.
13. **Корж М.В., Филина С.И.** Особенности литогенеза аргиллитов баженовской свиты и возможный механизм образования в них залежей нефти. В кн.: Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. Тр. ИГиРГИ. М. 1980. С. 6-18.
14. **Краснов С.Г., Дорофеева Т.В., Лебедев Б.А.** Геологические условия нефтеносности и природа емкости коллекторов баженовской свиты Западной Сибири. В кн.: Условия нефтегазоносности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите. Л. Недра. 1980. С. 115-127.
15. **Кривошеева З.А., Соколов Б.А.** Образование нефтяных залежей в глинистых толщах в результате разуплотнения // Геология нефти и газа 1980. № 1. С. 26-29.
16. **Крылов И.А., Орел В.Е., Филина С.И.** Особенности промышленной нефтеносности пород баженовской свиты // Нефтегазовая геология и геофизика. М. 1980. № 8. С. 15-17.

17. **Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Курьянов Ю.А., Шлёнкин 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.: ООО «ЦИТвП», 2007, 434 с.
18. **Лучицкий И.В., Бондаренко П.М.** Моделирование полей напряжений над интрузивным куполом // ДАН СССР. 1974. Том 216, № 2. С. 316-318.
19. **Методическое руководство** по подсчету запасов нефти в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (проект 17.06.2020 г.). М.: ГКЗ. 2020, 27 с.
20. **Микуленко К.И.** Перспективы нефтегазоносности отложений баженовской свиты центральных и южных районов Западно-Сибирской плиты. Тр. СНИИГГиМС. Вып. 194. Новосибирск. 1974. С. 37-41.
21. **Нестеров И.И.** Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. 1979. № 10. С. 26-29.
22. **Новиков Г.Р., Салманов Ф.К., Тянь А.В.** Перспективы открытия крупных залежей нефти в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты. Нефть и газ Тюмени. Тюмень. 1979, вып. 1. с. 1-3.
23. **Осокина Н.Д.** Пластичные и упругие низко модульные материалы для исследования напряжений в земной коре методом моделирования. М.: Изд-во АН СССР, 1963, 196 с.
24. **Патент** на изобретение № 2183332 «Способ прогнозирования зон развития вторичных коллекторов трещинного типа в осадочном чехле». Авт.: М.Ю. Зубков, П.М. Бондаренко. Приоритет от 0.8. 11. 2000.
25. **Прозорович Г.Э., Соколовский А.П., Малых А.Г.** Новые данные о трещиноватых коллекторах баженовской свиты. Проблемы нефти и газа Тюмени. Тюмень. 1979. вып. 18. С. 7-9.
26. **Скоробогатов В.А., Краснов С.Г.** Некоторые критерии перспектив нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири. Геология нефти и газа. 1984. № 3. С. 15-19.
27. **Терещенко Ю.А.** Резкая аномалия пластовых давлений на Салымском месторождении в Западной Сибири и ее возможная природа. МОИП, отд. геол. 1972. вып. 47. № 5. С. 219-222.
28. **Фрохт М.М.** Фотоупругость. М.: Гостехиздат, 1948, Т. 1, 432 с.
29. **Фрохт М.М.** Фотоупругость. М.: Гостехиздат, 1950, Т. 2, 488 с.
30. **Хаимова-Малькова Р.И.** Методика исследований напряжений поляризационно-оптическим методом. М.: Наука, 1970. 116 с.
31. **Халимов Э.М., Мелик-Пашаев В.С.** О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите // Геология нефти и газа. 1980. № 6. С. 1-10.

32. **Alai R., Mohamed A.B., Taha, M.T.A.** Fracture characterization in reservoirs through seismic attributes // First Break. 2014. Vol. 32. № 10. P. 83-92.
33. **Jaglan H., Qayyum F., Huk H.** Unconventional seismic attributes for fracture characterization // First Break. 2015. Vol. 33. № 3, 101-109.
34. **Nurhasan A., Davis T.L.** Interpretation of wrench faulting and fault-related pressure compartmentalization, Wattenberg Field, Denver Basin Colorado // First Break. 2016. Vol. 34. № 2. P. 53-61.
35. **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.

Статья получена редакцией 14 июня 2020 г.