

УДК 553.98:550.34.013.4

ТЕКТОНОГИДРОТЕРМАЛЬНЫЕ ПРОЦЕССЫ И ИХ СВЯЗЬ С НЕФТЕНОСНОСТЬЮ БАЖЕНО-АБАЛАКСКОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

М.Ю. Зубков

ООО «Западно-Сибирский геологический центр», 625002, Тюмень, ул. Сургутская, 11, корп. 4/9, Россия

В составе бажено-абалакского комплекса (БАК) выделены главные типы пород-коллекторов. С целью проведения оценки геологических ресурсов углеводородов предлагается все множество литологических типов пород, входящих в состав БАК, формально разделить на две основные разновидности, представленные флюидоупорами и коллекторами. Обоснована возможность выделения потенциально продуктивных и продуктивных пород, представленных кремнистыми и карбонатными разновидностями, по данным ГИС. Восстановлен вероятный механизм формирования пород-коллекторов в составе БАК в результате тектоногидротермального воздействия на эти отложения. Предложена оригинальная методика выделения перспективных зон различных категорий для поисков залежей углеводородов в БАК путем комплексирования данных сейсморазведки и проведенного на их основе тектонофизического моделирования. В качестве примера проведена оценка прогнозных геологических ресурсов углеводородов, содержащихся в БАК в пределах сейсморазведочных работ 3D Ем-Еговской площади. Обоснована необходимость оценки перспектив нефтеносности и подсчета прогнозных геологических ресурсов углеводородов в БАК в целом, а не только в баженовской свите, исходя из единого механизма формирования в них пород-коллекторов тектоногидротермального происхождения.

Тектоногидротермальное воздействие, потенциально продуктивные породы, бажено-абалакский комплекс, сейсмические разрезы, тектонофизическое моделирование, прогнозные геологические ресурсы углеводородов

TECTONIC-HYDROTHERMAL PROCESSES AND THEIR RELATIONSHIP WITH THE PETROLEUM POTENTIAL OF THE BAZHENOV-ABALAK COMPLEX OF WESTERN SIBERIA

M.Yu. Zubkov

The main types of reservoir rocks have been identified within the Bazhenov-Abalak complex. To assess the geological resources of hydrocarbons, it is proposed to formally divide the entire set of lithological rock types comprising the Bazhenov-Abalak complex into two main varieties: fluid seals and reservoirs. We argue that it is possible to distinguish between potentially productive and productive rocks, represented by siliceous and carbonate varieties, according to logging data. A possible mechanism for the formation of reservoir rocks within the Bazhenov-Abalak complex as a result of the tectonic-hydrothermal impact on these deposits has been reconstructed. An original methodology for identifying perspective zones of various categories of hydrocarbon accumulation in the Bazhenov-Abalak complex through integrating seismic data and tectonophysical modeling carried out on their basis has been proposed. For example, an assessment of the predicted geological resources of hydrocarbons contained in the Bazhenov-Abalak complex within the limits of 3D seismic exploration of the Yem-Yegovskaya area has been carried out. The necessity of assessing the prospects for oil content and calculating the predicted geological resources of hydrocarbons in the whole Bazhenov-Abalak complex, and not only in the Bazhenov Formation, is substantiated, based on a single mechanism of formation of reservoir rocks of tectonic-hydrothermal origin in them.

Tectonic-hydrothermal impact, potentially productive rocks, the Bazhenov-Abalak complex, seismic sections, tectonophysical modeling, predicted geological hydrocarbon resources

ВВЕДЕНИЕ

Долгое время внимание исследователей было сосредоточено на изучении только баженовской свиты, которая первоначально рассматривалась как главная нефтематеринская свита и региональный флюидоупор в юрско-меловом разрезе Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна. После получения из нее промышленных притоков нефти на Салымском месторождении в 1967 г. появилось огромное количество публикаций, посвященных ее нефтеносности, моделям формирования в ней коллекторов и методикам оценки ресурсов нефти, содержащейся в ней [Гурари, Гурари, 1974; Дорофеева и др., 1979; Нестеров, 1979; Новиков и др., 1979; Ушатинский, 1981; Скоробогатов, Краснов, 1984; Аксенов и др., 1986; Зубков и др., 1986; Зубков, 1989; Конторович и др., 1998, 2018; Оксенойд и др., 2017; Волков и др., 2020; Бурштейн и др., 2021a, 2021b; и др.].

В настоящее время большинство исследователей признает механизм формирования коллекторов в баженовской свите, предложенный Ф.Г. Гурами [Гурами, Гурами, 1974; Гурами, 1984]. По его мнению, благодаря микрослоистому распределению в баженовской свите прослоев, обогащенных органическим веществом (ОВ), при попадании ее отложений в зону активной нефтегенерации, вследствие образования из ОВ нафтидов, объем которых превышал таковой исходного ОВ ($ОВ_{исх.}$), происходил флюидоразрыв породы и формировался листоватый коллектор.

В соответствии с этой моделью формирования листоватых коллекторов можно было бы ожидать, что баженовская свита на большей части территории ее распространения должна быть продуктивной, поскольку, за исключением периферийных районов, она находится в главной зоне нефтегенерации.

Однако это далеко не так. Продуктивные скважины расположены в пределах небольших участков, причем часто на расстоянии всего 250—300 м от продуктивных скважин находятся малодобитные и/или «сухие» скважины [Зубков и др., 2002; Зубков, 2014, 2021]. Причины такого своеобразного распределения продуктивных участков в бажено-абалакском комплексе (БАК) подробно будут рассмотрены позднее.

Несмотря на отсутствие ясного представления о механизме формирования коллекторов в баженовской свите, уже к середине 80-х годов прошлого столетия были составлены прогнозные карты перспектив ее нефтеносности различных категорий. В качестве критериев для их составления использовались главным образом результаты испытаний скважин, мощности флюидоупоров, перекрывающих и подстилающих свиту, содержание в ней органического углерода ($C_{орг.}$), значения пластовых температур по ее кровле, величины кажущихся сопротивлений, ее мощность, степень превращения ОВ в нафтиды, величина вторичной пористости, возникающей за счет $ОВ_{исх.}$, суммарная толщина плотных (кремнистых и карбонатных) пропластков [Гурами, 1984; Скоробогатов, Краснов, 1984; Аксенов и др., 1986; Зубков и др., 1986; Гурами и др., 1988; Зубков, 1989, 2016, 2021; и др.].

С появлением пиролитических методов исследований к перечисленным ранее критериям добавились значения T_{max} , HI , степень превращения $ОВ_{исх.}$ в нафтиды [Зубков и др., 1986; Оксенойд и др., 2017; Бурштейн и др., 2021a, 2021b; Зубков, 2021]. Однако составленные прогнозные карты-схемы не гарантировали, что скважины, пробуренные даже в выделенных высокоперспективных участках, обязательно будут продуктивными.

Все это время абалакская свита находилась в «тени» от своей знаменитой соседки, хотя уже в начале 80-х годов прошлого столетия на основе промысловых исследований и различными геофизическими методами было доказано, что именно из абалакской свиты и на Салымском, и на Краснотинском месторождениях из нее были получены высокодебитные притоки [Зубков и др., 1986; Зубков, 1989; Скрылев и др., 1997].

Одним из первых необходимость совместной оценки геологических ресурсов углеводородов именно БАК, а не одной баженовской свиты осознал Ф.З. Хафизов, который в 2003 г., будучи тогда директором тюменского отделения Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ РФ), заказал ООО «Сибгеоцентр» научно-исследовательскую работу на тему: «Оценка прогнозных ресурсов углеводородов, содержащихся в отложениях баженовской и абалакской свит Ханты-Мансийского автономного округа». Результаты этой работы показали, что основная часть углеводородов, извлекаемых с помощью существующих традиционных способов разработки БАК, содержится именно в абалакской свите, а в баженовской свите, напротив, присутствуют колоссальные запасы нафтидов, основную часть которых, к сожалению, невозможно извлечь в настоящее время из-за отсутствия подходящих технологий.

Большие трудности в оценке перспектив нефтеносности как баженовской, так и абалакской свит связаны с отсутствием достоверных представлений о механизме формирования коллекторов в этих свитах, которые часто носят умозрительный характер, а также способов определения площади распространения не просто регионально перспективных, а локально продуктивных участков.

Поэтому в настоящей публикации рассматриваются следующие вопросы:

1. Какие литологические типы пород в БАК действительно являются коллекторами?
2. Каков механизм образования коллекторов?
3. Какие методы ГИС позволяют выделять потенциально продуктивные породы (ППП) в разрезе БАК?
4. Как можно с достаточно высокой точностью прогнозировать участки, в пределах которых в БАК формируются залежи углеводородов (УВ)?
5. Как можно оценить геологические ресурсы УВ в БАК в пределах выделенных локальных продуктивных участков?
6. Почему оценивать перспективы нефтеносности баженовской и абалакской свит следует как единого объекта, т. е. как БАК?

Прежде чем перейти к дальнейшему изложению материала, конкретизируем что понимается под терминами «нафтиды» и «битум», которые часто используются в настоящей статье, так как они имеют неодинаковую трактовку в работах различных исследователей.

Нафтиды — это генетический термин, он используется в расширенном академиком А.Э. Конторовичем понимании, включающем все углеводородные и гетероатомные соединения, образующиеся из $ОВ_{исх.}$ (устное сообщение).

Битум — также генетический термин, под которым подразумевается эпигенетический продукт, образующийся именно из $ОВ_{исх.}$ и не являющийся производным от нефти, как это понимается в других трактовках этого термина. Он является одним из компонентов, входящих в состав нафтидов [Геологический словарь, 1973].

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Типы коллекторов в составе БАК

В БАК установлены следующие типы коллекторов: трещиноватые, развитые в силицитах, псевдогранулярные, присутствующие в радиоляритах и фосфоритовых копролитах, трещинно-кавернозные — в карбонатах и псевдогранулярно-микротрещиноватые, сформировавшиеся в высокорadioактивных карбонатно-кремнистых и карбонатно-кремнисто-пиритовых породах. Поскольку все эти разновидности пород-коллекторов подробно описаны в публикациях [Зубков, 2014, 2016, 2021], то здесь мы кратко остановимся только на двух главных, а именно трещиноватых, формирующихся в кремнистых породах, и трещинно-кавернозных, возникающих в карбонатных породах вследствие тектоногидротермального воздействия на них.

Кремнистые породы-коллекторы представлены двумя разновидностями: трещиноватыми силицитами и радиоляритами (рис. 1, а, б). Последние имеют псевдогранулярный тип пористости, обусловленный наличием пустот между раковинками радиолярий, размеры которых можно отнести к крупноалевритовой, реже мелкозернистой песчаной гранулометрическим фракциям (см. рис. 1, б).

Следует обратить внимание на то, что поверхности трещин в силицитах часто покрыты черным твердым битумом, а поровое пространство радиолярита заполнено аморфным коричневым битумом (см. рис. 1, а, б).

Карбонатные породы-коллекторы представляют собой трещинно-кавернозную разновидность. Пространство между частично растворенными кислыми гидротермальными флюидами и обломками известняка заполнено по направлению от них к поверхности каверн сначала микрозернистым, а затем на поверхности самих каверн — крупнозернистым, хорошо оgranенным кальцитом коричневого цвета (см. рис. 1, в, г). Судя по бурому цвету гидротермального кальцита и его яркой люминесценции в ультра-

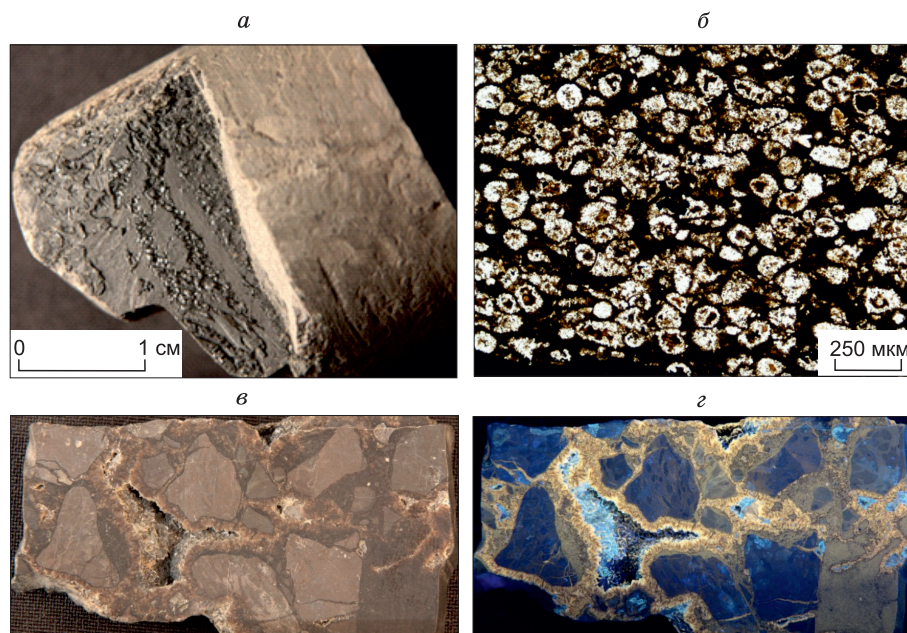


Рис. 1. Фотографии полноразмерных образцов трещиноватого силицита (а), трещинно-кавернозного известняка, снятого в «белом» (в) и ультрафиолетовом (г) свете, а также петрографического шлифа радиолярита, поровое пространство в котором заполнено битумом (б).

а — Маслиховское месторождение (баженовская свита); б — Тортасинское месторождение (баженовская свита); в, г — Салымское месторождение (абалакская свита).

фиолетовом свете, можно заключить, что в процессе его роста он захватывал микровключения нефти, входившей в состав гидротермального флюида в виде эмульсии.

Механизм образования коллекторов

Радиоляриты обладают первичной псевдогранулярной пористостью — это пустотное пространство между раковинками радиолярий. Однако, как мы увидим позднее, их первичная псевдогранулярная пористость заметно увеличивается благодаря тектоногидротермальным процессам, вызывающим формирование зон разуплотнения (просадки) в верхнеюрских отложениях.

Силициты представляют собой очень прочные плотные кремнистые породы, сложенные многочисленными микропролитами или пеллетами — продуктами жизнедеятельности мелких ракообразных эвфаузиид и коловраток (рис. 2, *а*). Пеллеты сложены обломками раковинки диатомей, которые первоначально состояли из аморфного кремнезема в виде мелких сфер, который постепенно превращался в многочисленные плохо ограненные кристаллики кварца (см. рис. 2, *б*). Пространство между пеллетами заполнено преимущественно тиобитумом с незначительной примесью микрозерен карбонатов и иллита (см. рис. 2, *б*, элементный спектр).

На поверхности трещин в силицитах, помимо сильно термически преобразованного твердого битума, обычно присутствуют кристаллы разнообразных минералов гидротермального происхождения. Чаще всего это микрокристаллический кварц, но встречаются кристаллы и более редких минералов, например, барита (см. рис. 2, *в*) и гармотома (см. рис. 2, *г*). Используя данные о размерах кристаллов,

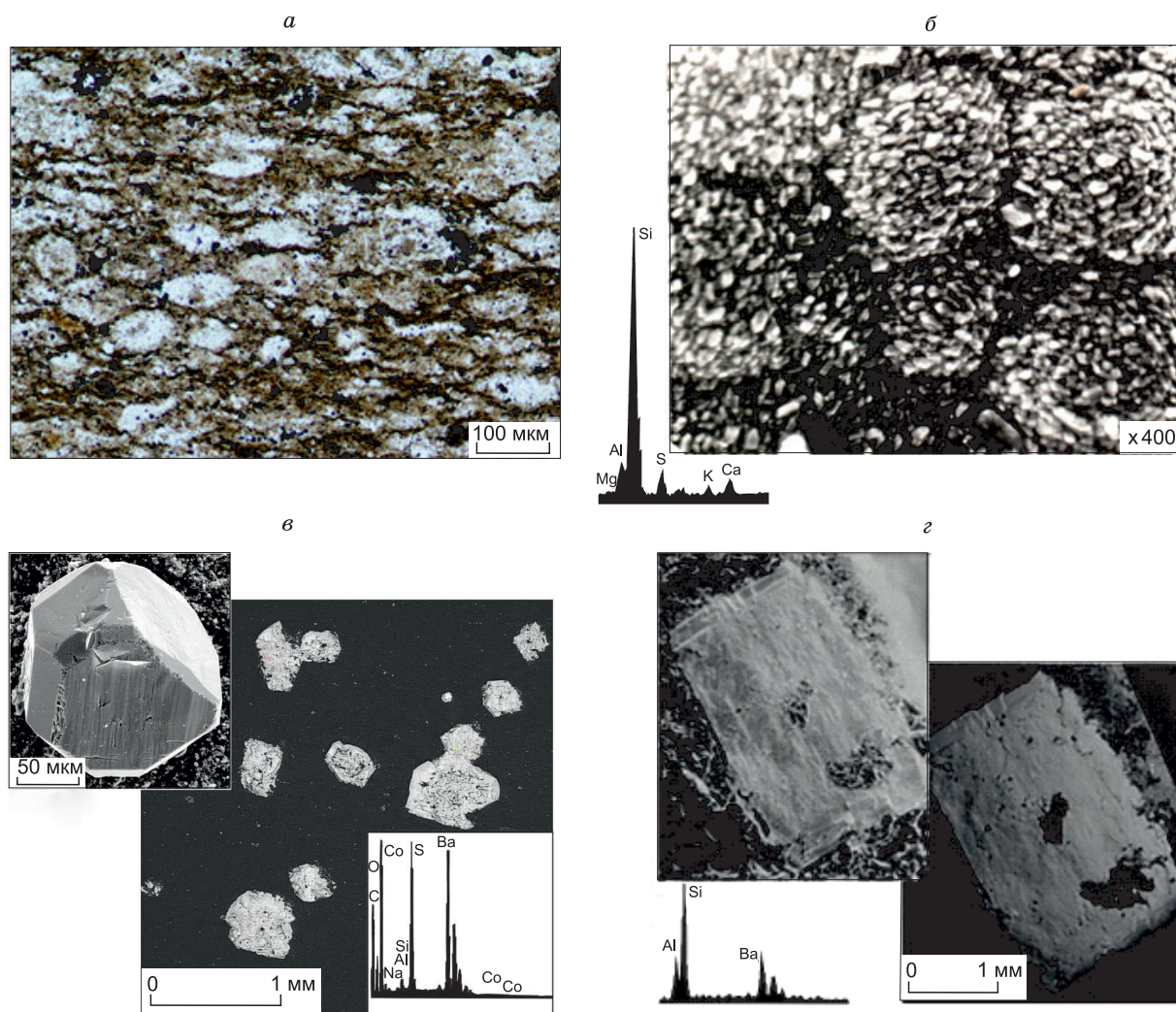


Рис. 2. Фотография петрографического шлифа силицита (*а*) и снимки РЭМ-слагающих его кремнистых пеллет (*б*), а также поверхностей трещин с новообразованными кристаллами гидротермальных барита (*в*) и гармотома (*г*) с их элементными спектрами.

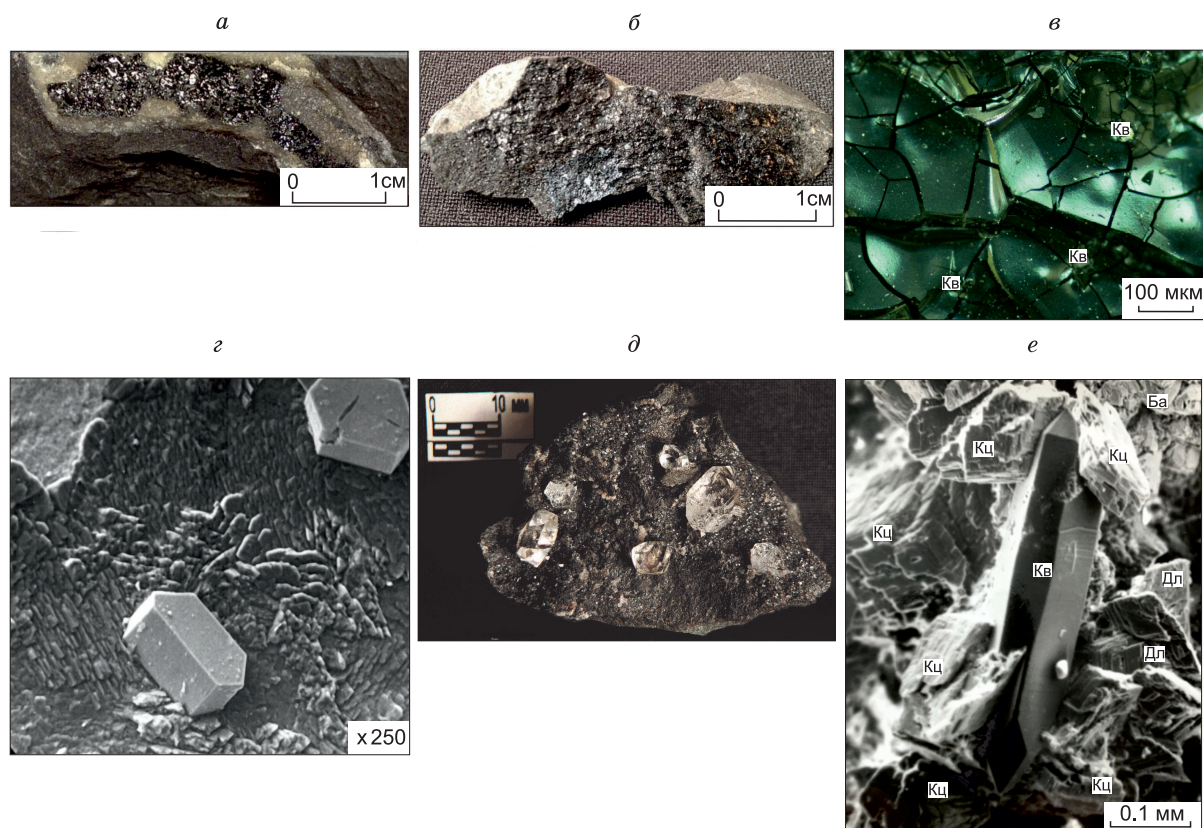


Рис. 3. Фотографии образцов с битумом различной консистенции (а—в) и кристаллов минералов гидротермального происхождения: апатита (г), кварца двух генераций с пленочным битумом (д) и минеральная ассоциация, включающая в себя кварц (Кв), кальцит (Кц), доломит (Дл), барит (Ба) (е).

образовавшихся на поверхности трещин в силицитах, несложно оценить величину раскрытости этих трещин, которая в среднем составляет всего 0.2—0.5 мм.

Коллекторы в карбонатах, входящих в состав БАК, также имеют вторичное тектоногидротермальное происхождение. В отличие от силицитов, практически не растворимых в кислых гидротермальных флюидах и обладающих лишь тектоногенной трещиноватостью, карбонатные породы легко растворяются кислыми гидротермами, в результате чего их первоначально остроугольные обломки, образовавшиеся в результате тектонического дробления, приобретают овальную форму (см. рис. 1, в, г). После нейтрализации кислого гидротермального флюида в результате реакции с карбонатами, по мере его охлаждения, из него в качестве цемента кристаллизуется микрозернистый кальцит, а на поверхности образовавшихся каверн возникают прекрасно ограненные кристаллы гидротермального кальцита (см. рис. 1, в, г).

Как и в силицитах, на поверхности трещин, в которых присутствует битум, в карбонатах, также в кавернах и трещинах отмечается битум, находящийся в различной консистенции — от вязкопластичной до твердохрупкой, что связано главным образом с величиной температуры гидротермальных флюидов, воздействовавших на $ОВ_{исх.}$ (рис. 3, а—в). Здесь же присутствуют кристаллы гидротермальных минералов (см. рис. 3, г—е), причем часто в ассоциации с твердым тиобитумом (см. рис. 3, д) [Зубков, 2016, 2021].

Поскольку ни у кого не вызывает сомнения тот факт, что $ОВ_{исх.}$ под действием высоких температур превращается в нафтиды, то многие исследователи связали возникновение вторичной пористости в баженовской свите именно с этим процессом [Зубков и др., 1986; Зубков, 2014; Конторович и др., 2018; Бурштейн и др., 2021а, 2021б; и др.] (рис. 4, а).

Действительно, если проанализировать распределение среднего содержания $C_{орг.}$ в баженовской свите в пределах Салымского месторождения, то обнаружится, что его концентрация в участках с наиболее высокой пластовой температурой ($T_{пл.}$) в 2.0—2.2 раза меньше, чем в периферийных участках на погружениях Лемпинского поднятия (см. рис. 4, б, в). То есть в «горячих» участках ($T_{пл.} = 125—130\text{ }^{\circ}\text{C}$) по сравнению с «холодными» ($T_{пл.} = 90—95\text{ }^{\circ}\text{C}$) основная часть $ОВ_{исх.}$ входившего в состав баженов-

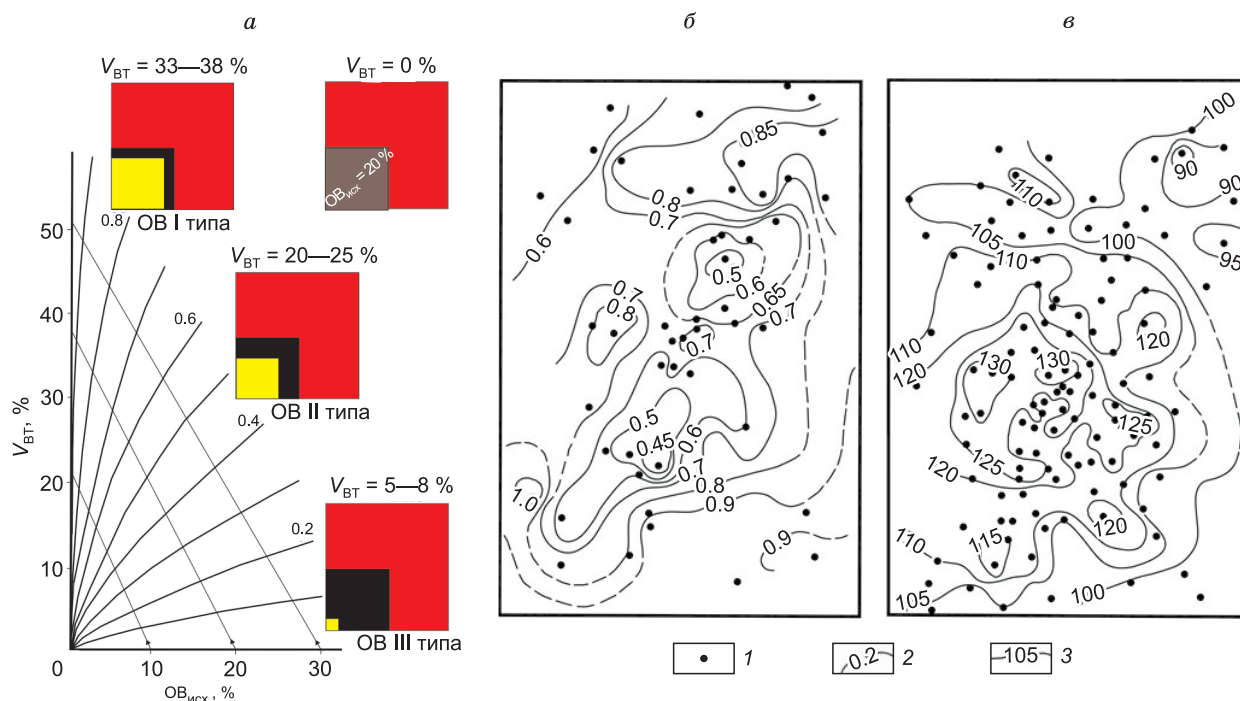


Рис. 4. Номограмма для определения величины вторичной пористости ($V_{вт}$), образующейся за счет превращения $OB_{исх.}$ в нефти (a), схемы изменения содержания $C_{орг.}$ нормированного к 1 (b), и современной пластовой температуры по кровле баженовской свиты ($в$), Салымское месторождение.

1 — скважины, 2 — относительное содержание $C_{орг.}$, 3 — изотермы ($^{\circ}C$). Полушпирные линии — это линии равных степеней превращения $OB_{исх.}$ в нефти, цифры рядом с ними — величина мобильной части $OB_{исх.}$; тонкие линии со стрелочками — направление изменения величины вторичной пористости $V_{вт}$ в зависимости от содержания $OB_{исх.}$ и его типа (по [Зубков, 2014] с добавлениями).

ской свиты, превратилась в нефти, большая часть которых эмигрировала из нее. Если принять мобильную (превращающуюся в нефти) часть $OB_{исх.}$ баженовской свиты, равной 60 %, то, по данным пиролитических исследований, средний коэффициент остаточного генерационного потенциала (пик S_2) в образцах, отобранных из скв. 163 ($T_{пл.} = 93^{\circ}C$), составляет около 35—40 %, а в образцах, отобранных из скв. 558 ($T_{пл.} = 128^{\circ}C$), тот же параметр близок к 5—10 %.

Следует заметить, что наблюдаемая на Салымском месторождении температурная инверсия также свидетельствует в пользу участия в формировании вторичных коллекторов тектоногидротермальных процессов. Действительно, на глубине порядка 2715 м $T_{пл.}$ составляет порядка 128—130 $^{\circ}C$, а на склоне Лямпинского поднятия, т. е. на глубине около 2890 м, $T_{пл.}$ не превышает 90—95 $^{\circ}C$!

Кажется, что в высокотемпературных участках, например, Салымского месторождения, вторичная пористость в баженовской свите должна достигать как минимум 20—25 % (см. рис. 4, a), однако на самом деле этого не наблюдается. Их пористость обычно составляет 0.5—2.5 % [Волков и др., 2020; Зубков, 2014, 2021].

Попробуем разобраться, чем объясняется этот феномен. Для этого воспользуемся результатами изучения микровключений (капелек эмульсии), захваченных кристаллами гидротермального кварца в процессе их роста из нефтидогидротермального раствора, которые образовались на поверхности трещин и каверн в карбонатном пласте KC_1 , вскрытого скв. 554, пробуренной на Салымском месторождении (рис. 5, a).

Изучение этих микровключений позволило, во-первых, оценить минимальную температуру гомогенизации этих гетерогенных микровключений, а во-вторых, получить представление о фазовом составе нефтидов, присутствующих в этих включениях.

Температуру гомогенизации удалось определить лишь для двух фаз — газа и нефти, которая варьировала от 220 до 265 $^{\circ}C$. Температуру гомогенизации всех трех фаз определить не удалось, так как при температуре около 330 $^{\circ}C$ и выше включения взрывались. Поэтому можно считать, что реальная температура нефтидогидротермального флюида была выше 330 $^{\circ}C$.

Используя модифицированный принцип Кавальери по типу фаз [Зубков, 2014], присутствующих в микровключениях, несложно определить состав мобильных нефтидов, генерированных $OB_{исх.}$ баже-

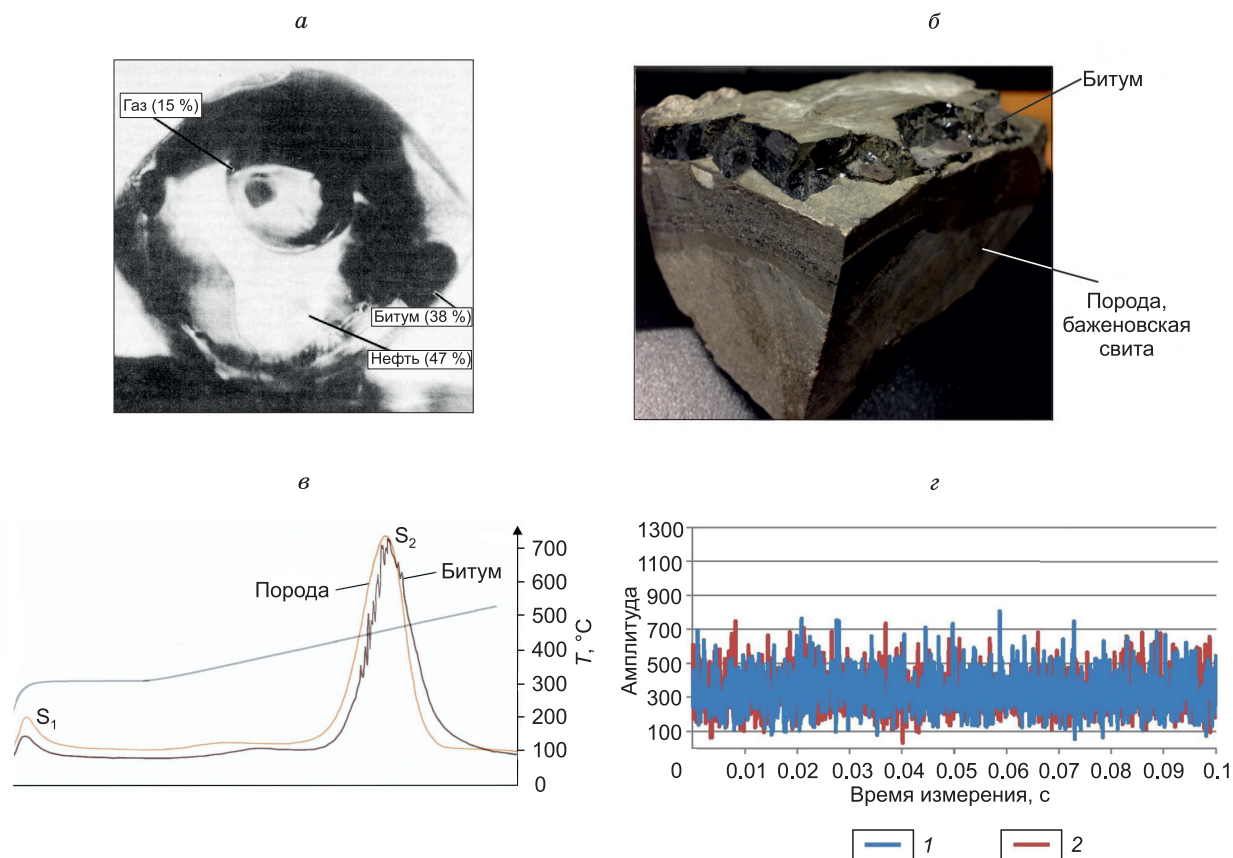


Рис. 5. Трехфазное микровключение в кристалле гидротермального кварца (а), фотография недебитуминизированного образца баженовской свиты с линзой битума на его поверхности (б) и их пирограммы (в), а также сигналы ЯМР от битума (1) и шума (2) (г).

новской свиты в участках, подвергшихся тектоногидротермальному воздействию в объемных процентах: газообразные УВ — 15 %; жидкие УВ (нефть) — 47 % и вязкий битум — 38 % (см. рис. 5, а). Именно этот битум выделяется на поверхности трещин в силицитах и на поверхности трещин и каверн в карбонатах при охлаждении нафтидогидротермального флюида (см. рис. 1, а; рис. 3, а—в, д).

В составе капелек эмульсии присутствует лишь небольшая (мобильная) часть битума, образовавшегося в результате тектоногидротермального воздействия на $ОВ_{исх.}$ баженовской свиты. Основная его часть заполнила объем, занимаемый до этого $ОВ_{исх.}$, из-за чего свита стала битуминозной, а его избытки выделились в виде маломощных прослоев (см. рис. 5, б). Дело в том, что при высокой температуре, которую создали проникшие в свиту высокоэнтропийные гидротермальные флюиды, $ОВ_{исх.}$ превратилось в пластичную массу, состоящую из УВ и битума, и, не имея прочного минерального каркаса, под действием литостатического давления осадки свиты уплотнились. При этом битум преимущественно остался в породах-генераторах (богатых ОВ), заполнив практически все пространство, занимаемое до этого $ОВ_{исх.}$, а жидкие и газообразные УВ эмигрировали в породы-коллекторы, присутствующие как в самой свите, так и в подстилающих и перекрывающих ее отложениях, включая в первую очередь трещинно-кавернозные карбонаты абалакской свиты.

По сути, сравнение пирограмм породы баженовской свиты и битума, выделившегося из нее в виде прослоя, показало их идентичность (см. рис. 5, в). Присутствие малоамплитудного пика S₁ может указывать на нахождение в составе битума УВ. Причем, поскольку спектр ядерного магнитного резонанса (спектр ЯМР) битума ничем не отличается от спектра шума, то можно заключить, что в составе битума отсутствуют свободные УВ (см. рис. 5, г). Иными словами, в битуме присутствует небольшое количество УВ в виде «твёрдого» раствора.

Таким образом, полученные литолого-петрофизические и геохимические данные, приведенные в настоящей и других публикациях [Зубков, 1999, 2014, 2016, 2021] свидетельствуют, что коллекторы в БАК имеют преимущественно вторичное тектоногидротермальное происхождение, причем среди большого числа выделяемых различными авторами литологических типов пород, входящих в состав БАК [Дорофеева и др., 1979; Ушатинский, 1981; Аксенов и др., 1986; Конторович и др., 1998, 2016; Зубков,

1999, 2014; Оксенойд и др., 2018; и др.], практический интерес (для оценки геологических ресурсов УВ в БАК) представляют всего два типа: флюидоупоры (к которым часто относятся генераторы нафтидов) и коллекторы.

Методы ГИС, позволяющие выделять в разрезе БАК потенциально продуктивные породы (ППП)

Проведенные ранее исследования [Зубков и др., 1999, 2002; Зубков, 2014, 2016, 2021] позволили установить два главных типа пород-коллекторов в составе БАК, представленных кремнистыми и карбонатными разновидностями, которые характеризуются определенными петрофизическими свойствами, а именно низкой радиоактивностью и высокими значениями удельной плотности, а также электрического сопротивления [Зубков и др., 1999; Зубков, 2014, 2016, 2021]. Благодаря этим свойствам они легко выделяются в разрезе БАК методами ГИС, включая ядерно-физические, акустические и электрические (рис. 6).

В качестве примера рассмотрим количество и толщину ППП, выделенных, по данным ГИС, в отложениях БАК на шести площадях, расположенных в пределах Красноленинского и Фроловского нефтегазовых районов (НГР) (таблица). Из таблицы видно, что суммарное число ППП в составе БАК изменяется в среднем от 12 до 15, а их суммарная мощность — от 6.8 до 10.2 м (см. таблицу). При этом необходимо помнить, что по данным ГИС выделены лишь наиболее мощные ППП, имеющие толщину более 0.4 м, а в составе БАК присутствуют и гораздо более тонкие ППП, не выделяющиеся с помощью ГИС.

Следует обратить внимание на очень важный факт, что в соответствии с результатами испытаний основные притоки нефти получены не из баженовской, а именно из пород-коллекторов, входящих в состав абалакской свиты (см. рис. 6). Например, из пласта КС₁ мощностью всего 2.5 м, расположенного в самой кровле абалакской свиты, вскрытого скв. 554 на Салымском месторождении, был получен приток нефтеконденсата с дебитом 350 м³/сут (см. рис. 6, б). Используя формулу Дюпюи, несложно оценить среднюю трещинно-кавернозную проницаемость этого пласта, которая составляет около 5 мкм².

На основе результатов ГИС можно построить карту суммарных толщин ППП, представленных кремнистыми и карбонатными породами. Однако с практической точки зрения этого недостаточно. Необходимо выделить участки, в пределах которых ППП превратились в продуктивные породы (ПП), содержащие УВ залежи, т. е. где они подверглись тектоногидротермальному воздействию. Решению этой задачи посвящен следующий подраздел.

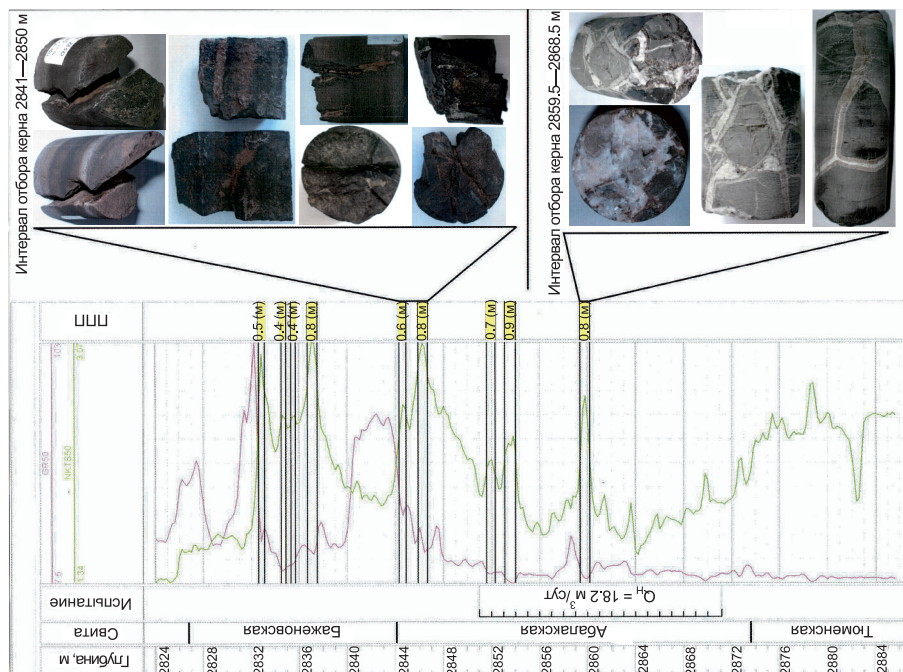
Прогноз перспективных участков в БАК на основе комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования. С этой целью используются два метода тектонофизического моделирования: оптико-поляризационный и тектоноседиментационный, причем последний представлен двумя разновидностями — двумерным и трехмерным моделированием. На основании данных, полученных в работах [Белоусов, Гзовский, 1964; Гзовский, 1975], главным критерием подобия тектонофизических моделей природным объектам выбрано их геометрическое сходство. Рассмотрим эти методы более подробно.

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

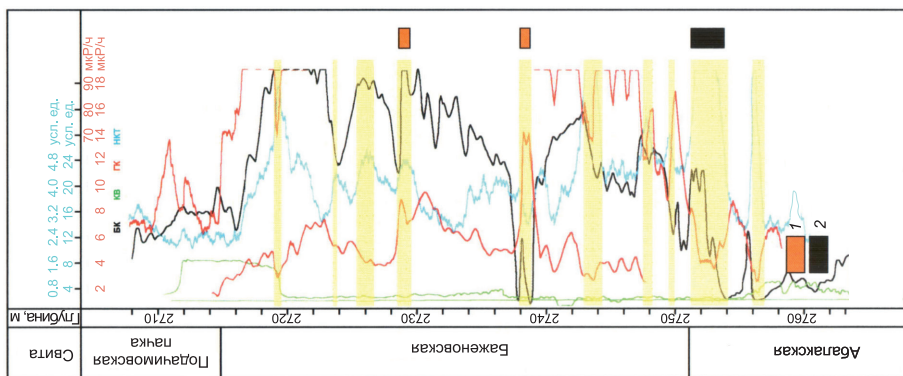
Площадь, лицензионный участок	Баженовская свита		Абалакская свита		Суммарное число ППП в баженовской и абалакской свитах	Суммарная мощность ППП в баженовской и абалакской свитах, м	Число скважин, шт.
	Число ППП	Суммарная толщина, м	Число ППП	Суммарная толщина, м			
Ем-Еговская	$\frac{2-9}{5}$	$\frac{1.6-6.5}{3.5}$	$\frac{4-11}{8}$	$\frac{4.5-8.8}{6.6}$	$\frac{7-18}{13}$	$\frac{6.1-14.6}{10.0}$	20
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
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
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
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
Восточно-Пальяновская	$\frac{0-10}{4}$	$\frac{0-8.0}{4.3}$	$\frac{2-11}{6}$	$\frac{3.5-9.5}{5.9}$	$\frac{3-19}{10}$	$\frac{3.5-16.0}{10.2}$	16

Примечание. Над чертой — пределы изменения параметра, под чертой — его среднее значение.

а



б



в

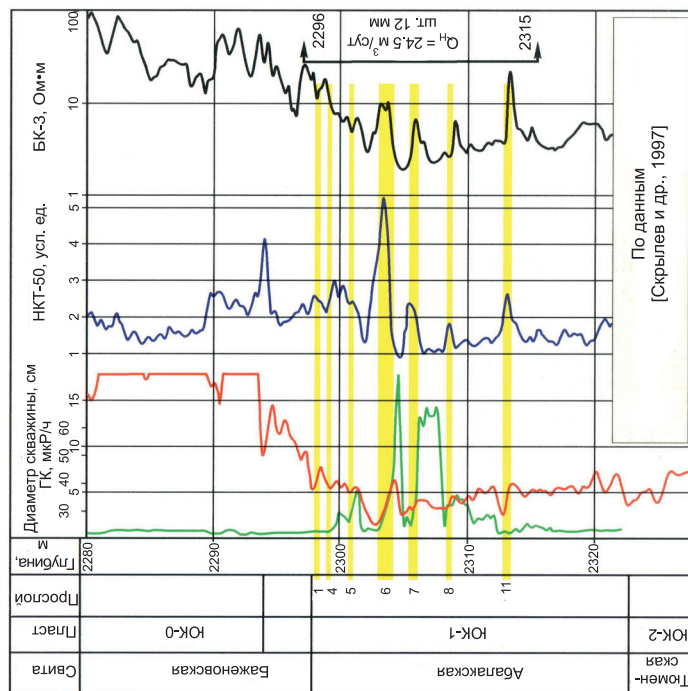


Рис. 6. Примеры выделения потенциально продуктивных пород в составе отложений баженовской и абалакской свит, по данным ГИС:

а — Назымская площадь, скв. 3000. Q_n — дебит нефти; б — Сальмское месторождение, скв. 554; 1 — малодебитные интервалы, 2 — высокодебитные интервалы. Для выделения продуктивных интервалов информативными являются ГК и НКТ, а БК и ГТ не представляют интереса для этих целей. С помощью ГК обычно выделяется баженовская свита, характеризующаяся повышенными ее значениями, а с помощью НКТ выделяются наиболее плотные породы в разрезе, вскрытом этой скважиной, которые представляют собой ПТП, имеющие карбонатный и/или кремнистый состав; в — Ем-Егоровская площадь, скв. 320027. Зеленая линия (КВ) показывает интервалы, в которых происходит обвал стенки скважины, что происходит в интервалах, сложенных глинами, причем часто имеющими в своем составе набухающие разновидности. шт. — диаметр шпунтера (мм), см. пояснения в тексте.

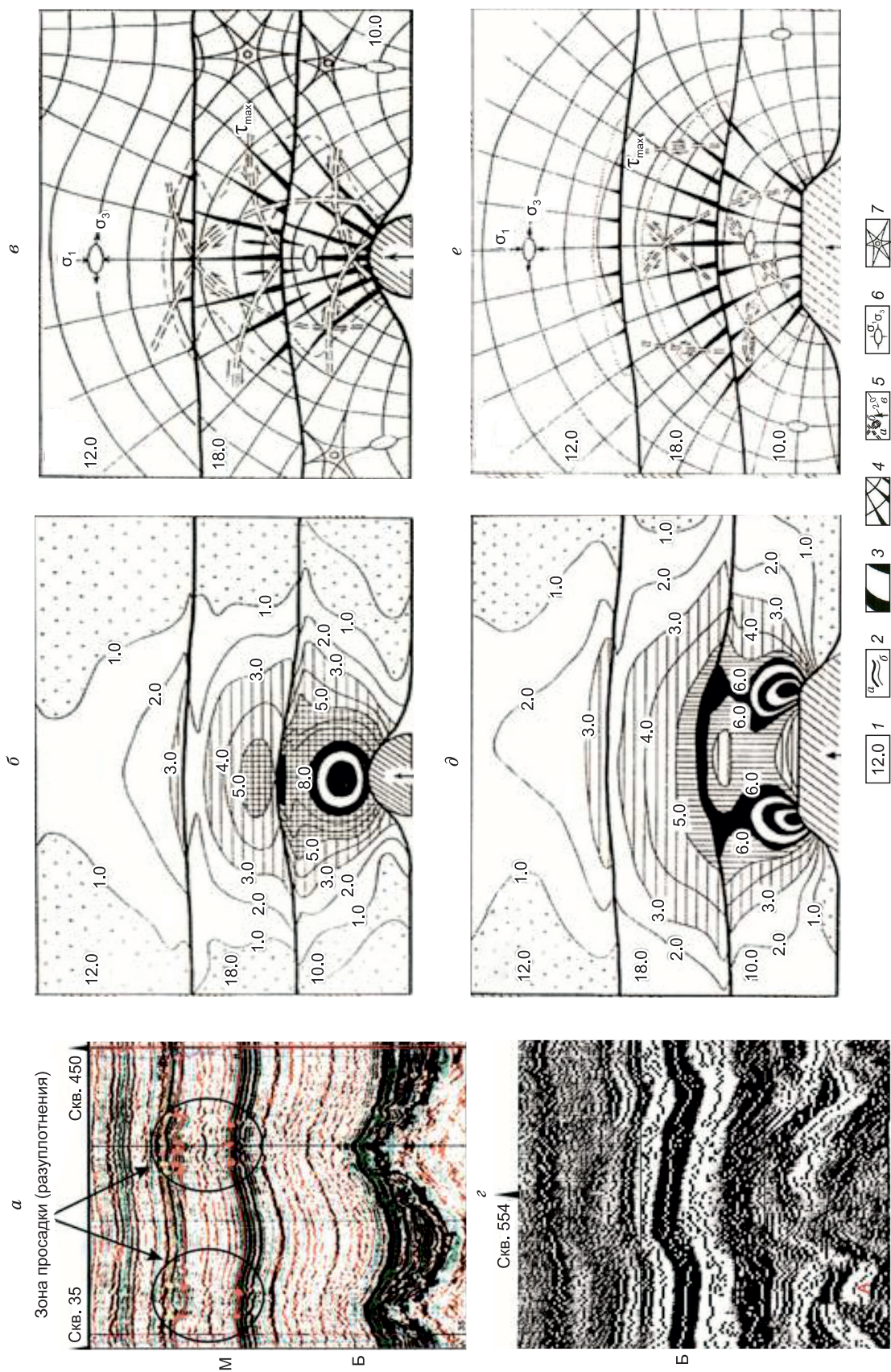


Рис. 7. Примеры базовых сейсмoproфилей (а, з) и расширения построенных на их основе оптико-поляризационных моделей (б, в и д, е соответственно), по [Зубков, 2021].

а — Пальневская площадь, з — Сальмское месторождение. 1 — концентрация желатина ($C_{\text{жел}}, \%$); 2: а — границы между желатиновыми слоями, б — изохоры (уровни касательных напряжений); 3 — максимальные значения порядка движения (более 8); 4 — траектории нормальных напряжений (σ_1), их уширения — прогнозируемые трещины; 5: а — траектории касательных напряжений (τ_{max}), б — направление движения антиклиналиных блоков, в — уровни касательных напряжений на изолиниях равных напряжений; б — эллипсоид деформации; 7 — изотропная точка.

Оптико-поляризационное моделирование (далее — оптическое) осуществлялось с использованием оптически-активных желатиновых моделей, состоящих из слоев желатина различной плотности [Зубков и др., 2002; Зубков, 2019].

В качестве примера рассмотрим две оптические модели, построенные на основе сейсмических разрезов с симметричным антиклинальным и трапецевидным поднятиями (рис. 7, *а—в* и *г—е* соответственно).

В результате роста симметричного поднятия (Пальяновская площадь), напоминающего по форме «подземный вулкан», над ним сформировалась область повышенных касательных напряжений, обозначающих область сжатия (см. рис. 7, *б*). На некотором расстоянии на границе между нижним и средним слоями модели также образовался участок с повышенными касательными напряжениями, но соответствующий уже зоне растяжения (разуплотнения).

Используя ориентацию изоклин в рассматриваемой оптической модели, удалось восстановить направление прогнозируемых трещинных дислокаций, которые ориентированы субвертикально над вершиной поднятия и постепенно уменьшают свой угол наклона по мере перемещения по крыльям поднятия к его основанию (см. рис. 7, *в*).

В случае достаточно большой амплитуды растущего симметричного поднятия нижняя и верхняя зоны высоких касательных напряжений могут соединиться, в результате чего сформируется протяженная зона субвертикальных трещинных дислокаций, по которой становится возможной беспрепятственная миграция флюидов в соответствии с существующими градиентами пластовых давлений [Зубков, 2019].

Распределение касательных напряжений в оптико-поляризационной модели, возникающих в результате роста трапецевидного поднятия (Салымское месторождение), резко отличается от такового в ранее рассмотренной модели с симметричной антиклинальной структурой.

Здесь максимальные касательные напряжения возникли на ее бортах и на границе ее нижнего и среднего слоев (см. рис. 7, *д*). Непосредственно над плоской центральной частью поднятия зона сжатия представляет собой область со средними значениями касательных напряжений. В отличие от ранее рассмотренной модели, зона растяжения, сформировавшаяся на границе между нижним и средним слоями модели, имеет гораздо большую протяженность (см. рис. 7, *д, е*). Именно в такой тектоноструктурной ситуации оказалась скв. 554 (см. рис. 7, *з*), в которой, как уже отмечалось, из вскрытого ею БАК был получен приток нефтеконденсата дебитом 350 м³/сут [Зубков, 2021].

Таким образом, оптико-поляризационное моделирование позволяет прогнозировать зоны сжатия и разуплотнения (дробления) в компетентных породах (аналоги ППП), а также ориентацию и объемную плотность возникающих в этих зонах трещин. Иными словами, этот метод позволяет выделять участки, в пределах которых ППП превращаются в ПП.

Двумерное тектоноседиментационное моделирование (далее — седиментационное) 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 [Зубков и др., 1999, 2002; Зубков, 2019].

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 разбирали и изучался характер распределения трещин в каждом из компетентных слоев, их ориентация в пространстве, протяженность, плотность, а также раскрытость [Зубков и др., 2002; Зубков, 2019].

Следует также обратить внимание на очень важный для тектонофизического моделирования факт, что все исследованные структуры имели постседиментационный, т. е. очень молодой (в масштабе геологического времени) возраст. Это подтверждается тем, что все антиклинальные структуры («подземные вулканы»), 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 чем более подробно будет сказано позднее.

Двумерные седиментационные модели помогают понять механизм формирования зон разуплотнения или просадки, сопровождающиеся дроблением компетентных пород в осадочной толще, которые часто наблюдаются на сейсмических разрезах на некотором расстоянии от вершин поднятий, о чем уже говорилось ранее (см. рис. 7, *а*). Для этого сравним исходную седиментационную модель (рис. 8) и ту же модель после роста центрального антиклинального блока (см. рис. 8, *а, 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 (см. рис. 8, *а, б*). Механизм формирования зоны разуплотнения

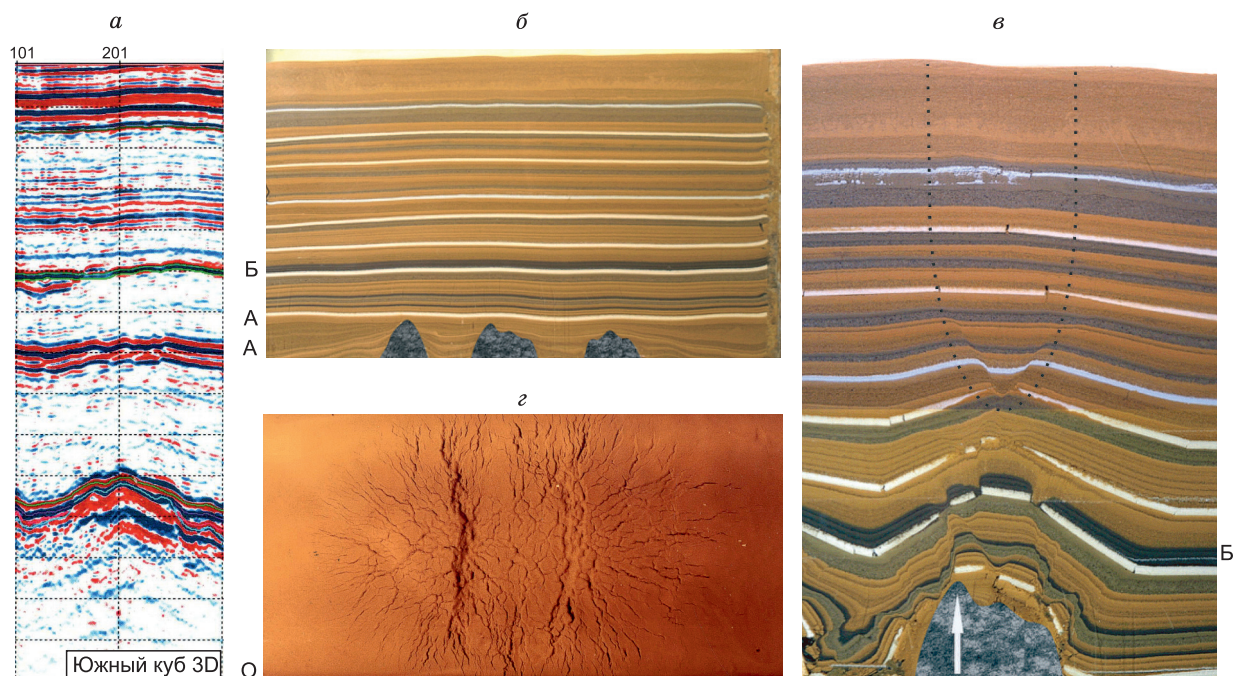


Рис. 8. Двумерная тектоноседиментационная модель антиклинальной структуры с зоной разуплотнения (просадки), образовавшейся над ней, построенная по фрагменту сейсмопрофиля Пальяновской площади.

а — фрагмент сейсмопрофиля, выбранного для моделирования; *б* — исходное состояние двумерной седиментационной модели; *в* — та же модель после роста центрального антиклинального блока с образовавшейся над ним зоной разуплотнения (просадки). Пунктирной линией обозначена зона разуплотнения (просадки), белая стрелка показывает направление роста поднятия, над которым сформировалась зона просадки (разуплотнения); *г* — зона разуплотнения, вышедшая на поверхность модели.

или просадки объясняется следующим образом. 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 (разуплотнения), которая проявляется над вершиной поднятия в виде просадки осадков, сопровождающейся их дроблением (см. рис. 8, *б*). Образование этой зоны было предсказано ранее при рассмотрении оптических моделей (см. рис. 7, *б, в*).

Если антиклинальный блок имеет достаточно большие размеры и амплитуду, то зона разуплотнения выходит на поверхность седиментационной модели и, в зависимости от формы поднятия проявляется на ней, например, в виде малоамплитудного грабена, покрытого многочисленными разнонаправленными трещинными дислокациями (см. рис. 8, *в*).

На примере одной из седиментационных моделей рассмотрим, как ведут себя трещинные дислокации в компетентных слоях, возникшие вследствие роста пяти взаимодействующих между собой антиклинальных блоков, начиная от самых нижних и заканчивая самыми верхними (см. рис. 9, *а*). В препарированных компетентных слоях хорошо видны основные закономерности распределения и морфологии возникших в них дислокаций, а также величина их раскрытости (см. рис. 9, *а*). Эти закономерности заключаются в следующем:

- максимальная плотность трещин образуется над самыми высокоамплитудными антиклинальными блоками;
- при прочих равных условиях плотность и раскрытость трещин по направлению снизу вверх уменьшаются;
- в каждом компетентном слое возникла своя уникальная система трещин, в которой их расположение не повторяет таковую даже в соседних компетентных пластах;
- плотность трещин в тонких компетентных пластах заметно больше, чем в более мощных;
- величина раскрытости трещин, напротив, в более мощных компетентных пластах гораздо больше, чем в тонких.

Выполненное двумерное моделирование позволило установить зависимости радиуса зоны максимальной трещиноватости, линейной плотности трещин и трещинной пористости в компетентных слоях, имитирующих ППП в отложениях БАК, от амплитуды поднятий (см. рис. 9, *б, в*). Отмечается очевидная

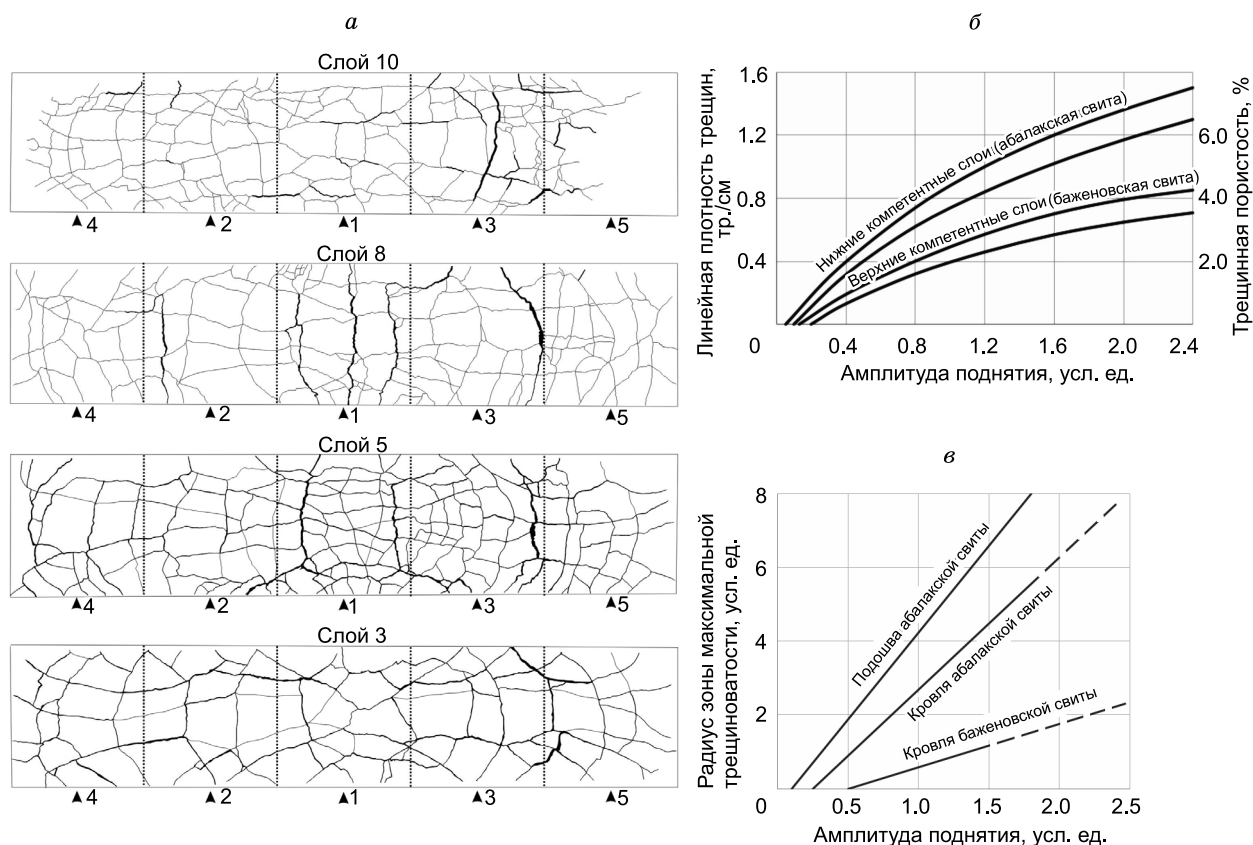


Рис. 9. Результаты препарирования компетентных слоев, входящих в состав двумерной седиментационной модели, построенной по сейсмическому профилю с пятью взаимодействующими поднятиями.

Вершины поднятий обозначены черными треугольниками с цифрами, границы между ними — пунктиром (а), зависимости линейной плотности трещин и трещинной пористости от амплитуды поднятий (б) и зависимости радиуса зоны максимальной трещиноватости от амплитуды поднятий (в).

закономерность — в компетентных слоях, имитирующих ППП в составе абалакской свиты, наблюдаются заметно больший радиус зон максимальной трещиноватости, более высокие значения линейной плотности трещин и трещинной «пористости» по сравнению с таковыми, входящими в состав баженовской свиты при одной и той же амплитуде поднятий (см. рис. 9, б, в).

Трехмерное тектоноседиментационное моделирование (далее — седиментационное), в отличие от двумерного седиментационного моделирования, выполняемого на основе сейсмических профилей, осуществляется с использованием трехмерных моделей тектонических структур, построенных по отражающему горизонту А (рис. 10, а, б).

После завершения «роста» антиклинальных структур в трехмерных моделях они так же, как и в случае двумерных моделей послойно разбираются, и в отпрепарированных компетентных слоях определяются плотность трещин, их раскрытость, площадь, занимаемая трещинами, и величина средней трещинной пористости в пределах сформировавшейся зоны дробления (см. рис. 10, в—е).

В том случае, когда моделируемая трехмерная антиклинальная структура имела достаточно большую амплитуду, над ней, как и в случае с двумерными седиментационными моделями, на ее поверхности формируется зона разуплотнения в форме протяженных небольших по ширине и глубине микрограбен (рис. 11, а). Если над моделируемым участком в реальных природных условиях протекает река или ее протоки, то они «подстраиваются» под сформировавшиеся на поверхности этого участка земли зоны разуплотнения (просадки) и текут именно по ним (см. рис. 11, б) [Зубков, 2019].

Путем комплексирования данных сейсморазведки и проведенных на их основе оптико-поляризационного и тектоноседиментационного моделирования строятся структурно-прогнозные карты-схемы размещения трещинных коллекторов в БАК [Зубков и др., 2002; Зубков, 2014, 2016, 2021]. Пример такой прогнозной карты-схемы приведен на рис. 12, а. Важно, что сопоставление ширины прогнозных зон

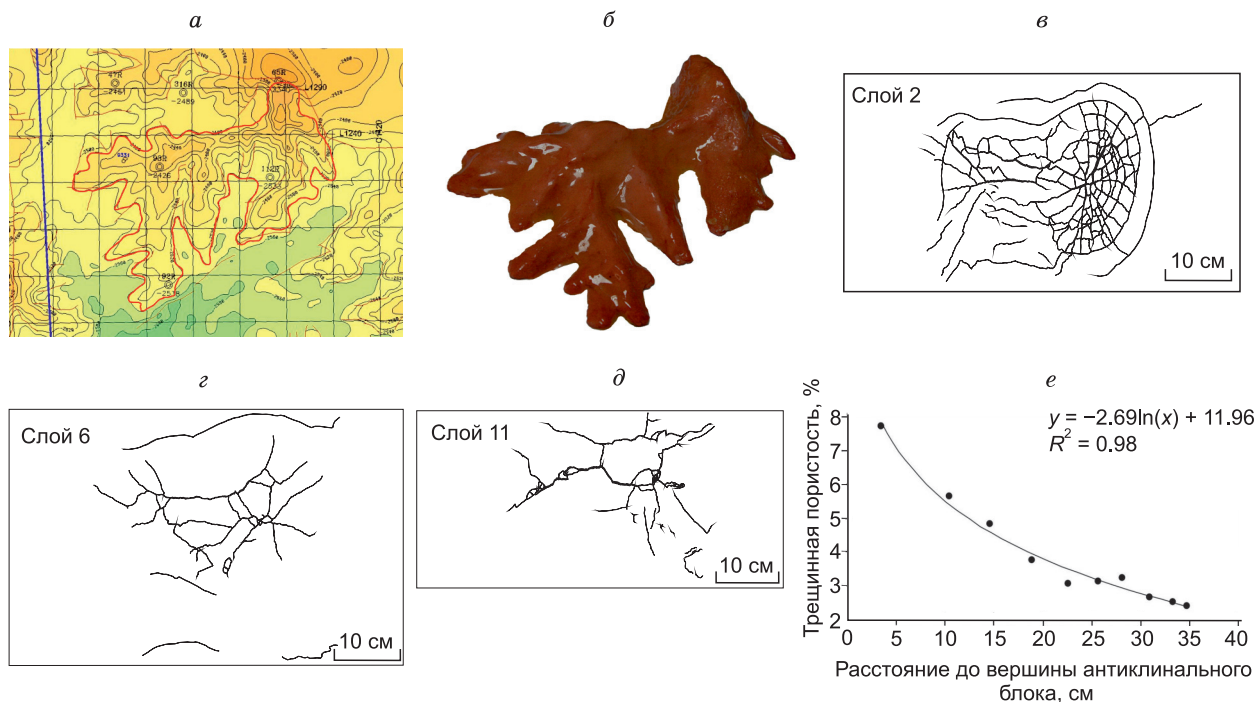


Рис. 10. Результаты трехмерного тектоноседиментационного моделирования участка сейсмозаведки 3D Восточно-Каменной площади.

a — антиклинальная структура по отражающему горизонту А, выбранная для моделирования; *б* — трехмерная модель этой структуры; *в–д* — трещины, образовавшиеся в компетентных пластах (нумерация пластов приведена в левом верхнем углу; *е* — зависимость величины трещинной пористости от расстояния до вершины антиклинального блока этой модели.

дробления (разуплотнения) над антиклинальными блоками на построенных прогнозных картах-схемах совпадают с результатами опробования скважин, вскрывших БАК.

Так, по результатам испытания этих скважин, наиболее высокие дебиты получены из скважин, пробуренных на расстоянии до 400 м от оси зон разуплотнения, сформировавшихся над наиболее высокоамплитудными антиклинальными структурами, а начиная примерно с 600 м и более начальные деби-

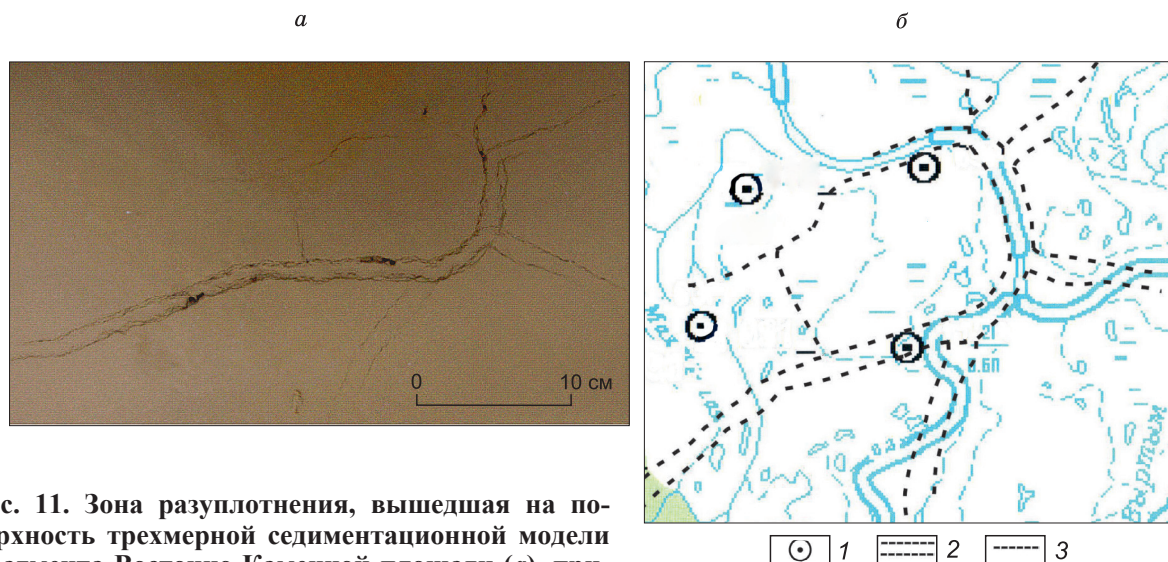


Рис. 11. Зона разуплотнения, вышедшая на поверхность трехмерной седиментационной модели фрагмента Восточно-Каменной площади (а), приведенного на рис. 10, и та же зона разуплотнения, расположенная на дневной поверхности этого же участка месторождения (б).

1 — скважина; 2 — грабенообразные зоны разуплотнения, вышедшие на поверхность трехмерной седиментационной модели; 3 — трещины, присутствующие на поверхности той же модели (см. пояснения в тексте).

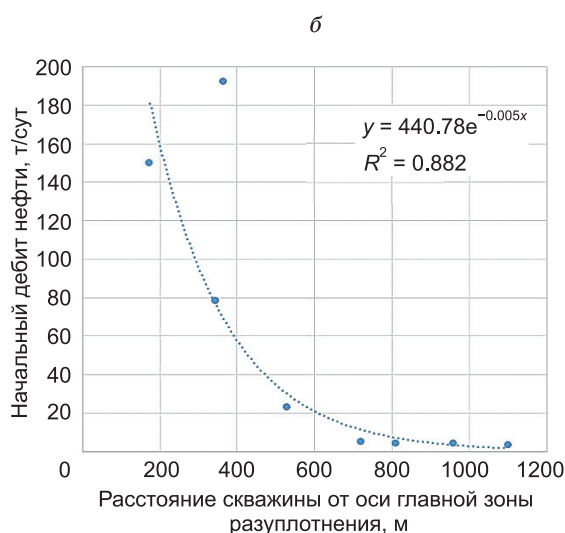
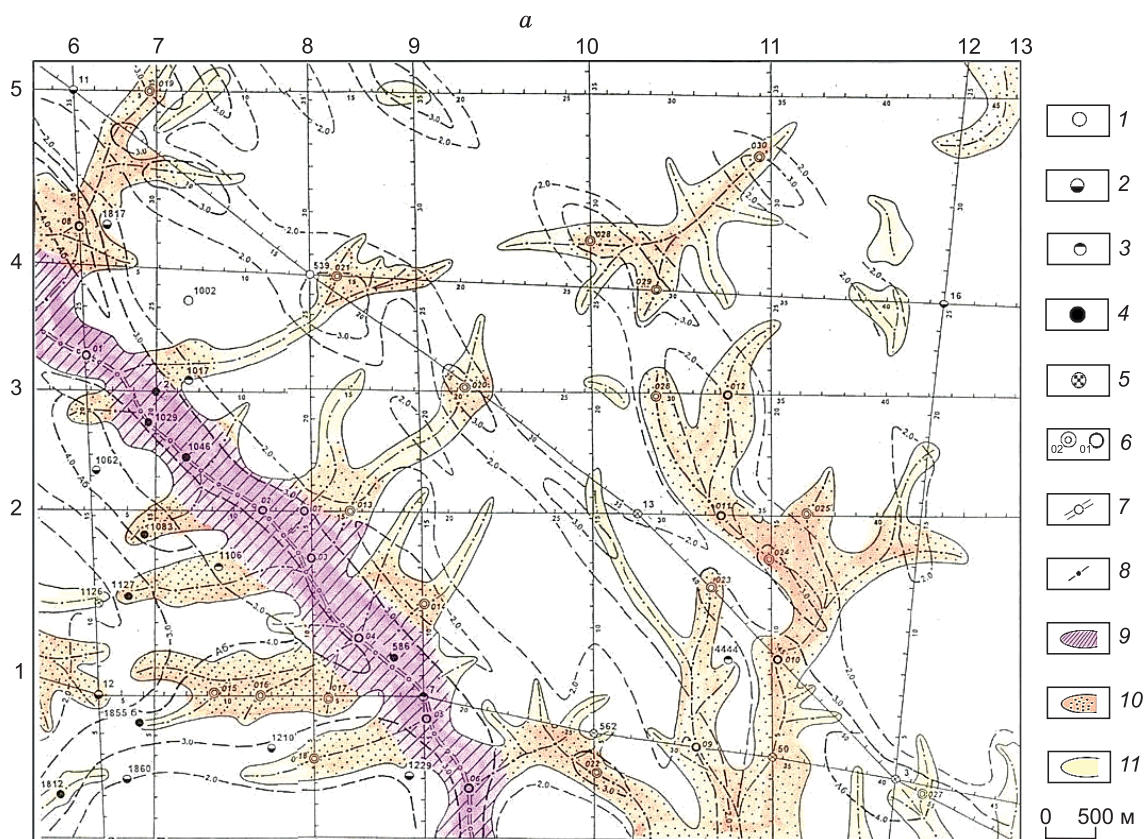


Рис. 12. Структурно-прогностическая схема размещения трещинных коллекторов в бажено-абалакском комплексе Ем-Еговской площади (а) и зависимость начальных дебитов нефти из скважин, вскрывших его, от их расстояния до главной оси зоны разуплотнения (б).

а: 1–6 — скважины: 1 — «сухие», 2 — малодебитные, 3 — среднедебитные, 4 — высокодебитные, 5 — нет данных испытания, 6 — проектные; 7, 8 — оси: 7 — зон максимальной трещиноватости, 8 — зон умеренной и слабой трещиноватости; 9–11 — зоны деструкции и трещинного коллекторообразования: 9 — с высокими удельными запасами углеводородов, 10 — со средними запасами углеводородов, 11 — с низкими удельными запасами углеводородов.

ты из БАК начинают резко уменьшаться (см. рис. 12, б). Иными словами, ширина наиболее высокопродуктивной зоны составляет в среднем ~ 1.0–1.2 км (см. рис. 12, а).

Следует обратить внимание на тот немаловажный факт, что, как и в рассмотренном ранее случае трехмерного моделирования, полученная в результате тектонофизического моделирования прогностическая зона разуплотнения на рассмотренном участке проведения сейсморазведки 3D, совпала с руслом р. Ем-Еган, которая течет как раз по этой зоне. Поэтому положение русла этой реки является своеобразным поисковым признаком для прогноза залежей УВ в БАК на этой площади.

Апробирование этой методики прогноза на 12 месторождениях и площадях показало, что достоверность осуществленных прогнозов изменяется от 67 до 100 %, что зависит главным образом от качества использованной геолого-геофизической информации и наличия или отсутствия в интервале залегания БАК ППП, превратившихся в ПП [Зубков, 2016, 2021].

Способ оценки прогнозных геологических ресурсов УВ, содержащихся в БАК

Для оценки прогнозных геологических ресурсов УВ в БАК воспользуемся известной методикой для подсчета запасов нефти объемным методом, для чего необходимо по данным ГИС определить толщину ППП, превратившихся в ПП, их пористость, площадь распространения, коэффициент нефтенасыщенности и плотность пластовой нефти.

В качестве примера рассмотрим участок сейморазведочных работ 3D в пределах Ем-Еговской площади (см. рис. 12, а). По результатам тектонофизического моделирования площадь, на которой ППП под действием тектоногидротермального воздействия могли превратиться в ПП, составляет примерно 7.9 км². Их суммарная мощность в пределах рассматриваемой площади изменяется от 6.1 до 14.6 м, составляя в среднем 10.0 м (см. таблицу), следовательно, их объем равен 0.079 км³ или 79·10⁶ м³.

Пористость образцов, отобранных из интервала БАК продуктивных скважин Красноленинского месторождения, в состав которого входит и Ем-Еговская площадь, варьирует от 1 до 18 %, составляя в среднем ~ 8.0 % [Зубков, 2021]. С учетом трещинно-кавернозных разновидностей карбонатов увеличим среднее значение пористости ПП в составе БАК до 12 %.

В соответствии с выбранной средней величиной пористости ПП их суммарная пористость на всей площади участка, рассматриваемого в качестве перспективного, составит порядка 9.48·10⁶ м³.

В отношении величины коэффициента нефтенасыщенности БАК среди специалистов нет единого мнения. Обычно экспертно его величина принимается равной 0.95. Поэтому объем нефти, присутствующий в пустотном пространстве ПП в составе БАК, обсуждаемого участка Ем-Еговского месторождения, составит 9.01·10⁶ м³.

Среднюю плотность пластовой нефти, по результатам лабораторных исследований примем равной 700 кг/м³. Тогда оценочные геологические ресурсы нефти в пределах выбранного участка Ем-Еговского месторождения равны 6.3·10⁹ кг или 6.3 млн т.

Следует обратить внимание на то, что площадь выделенных на основе тектонофизического моделирования прогнозных перспективных участков в БАК составляет всего ~36 % от всей площади сейморазведочных работ 3D на Ем-Еговской площади (см. рис. 12, а).

Основания для рассмотрения перспектив нефтеносности и оценки геологических ресурсов именно БАК, а не отдельно баженовской и абалакской свит следующие:

- отпадает проблема обоснования расположения границы между свитами, которая различными авторами проводится неединообразно;
- время и тектоногидротермальный механизм образования вторичных (трещинных и трещинно-кавернозных) коллекторов в обеих свитах одинаковы;
- при разработке БАК используется метод гидравлического разрыва пласта (ГРП), при проведении которого образующиеся трещины имеют высоту 70—80 м, т. е. они обязательно вскрывают отложения обеих свит.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Полученные результаты свидетельствуют, что коллекторы в составе БАК имеют преимущественно тектоногидротермальное происхождение, т. е. обусловлены глубинными (ювенильными) причинами. Попробуем разобраться, чем обусловлена тектоногидротермальная активность на территории Западно-Сибирского бассейна.

Из астеносферы поднимаются магматические тела различного размера и формы, над которыми возникают зоны напряжений, где при превышении величины прочности перекрывающих их пород формируются зоны дробления. Вследствие падения давления, вызванного их дроблением, из этих магматических тел выделяются высокоэнтропийные флюиды, которые по образовавшимся трещинам устремляются вверх, мобилизуя поровую воду: сначала из пород фундамента, а затем и осадочного чехла. В результате этого процесса образуются высокотемпературные гидротермальные флюиды [Зубков, 2019, 2021].

Таким образом, тектонические процессы, обусловленные подъемом из астеносферы магматических тел, обязательно вызывают образование высокотемпературных гидротермальных флюидов. То есть тектоногидротермальные процессы протекают практически одновременно и неразрывно связаны друг с другом. Поэтому в настоящей публикации всегда говорится именно о тектоногидротермальных процессах без разделения их друг от друга.

Чрезвычайно важным является также тот факт, что образовавшиеся антиклинальные структуры различной формы, сформированные поднимающимися магматическими телами, часто «проникают» в осадочный чехол вплоть до верхних слоев кайнозойских отложений (см. рис. 7, а, з; 8, а). Другими словами, формирование этих структур происходило в позднекайнозойское время. Об этом же свидетельствуют резкие температурные аномалии, сохранившиеся до настоящего времени на ряде положительных структур Салымского, Приобского, Приразломного, Маслиховского, Алехинского, Ай-Пимского месторождений, а также на Красноленинском своде и ряде других площадей и месторождений.

В возникающих над антиклинальными структурами зонах разуплотнения (просадки или тектоногенной трещиноватости) в БАК образуются вторичные коллекторы трещинного (в кремнистых) и трещинно-кавернозного (в карбонатах) типов (см. рис. 1, а, в, г).

Высокоэнталийные гидротермальные флюиды активно воздействуют не только на минеральную часть БАК, но и на $ОВ_{исх.}$, что особенно справедливо именно по отношению к баженовской свите, в которой сконцентрирована его основная часть, входящая в БАК.

Первые результаты моделирования этого процесса (гидропиролиза) с использованием образца, отобранного из баженовской свиты, находящегося на низкой стадии катагенетического преобразования ($МК_1^1$), выполнены коллективом авторов [Конторович и др., 1986]. В этой статье показано, что при температуре 350 °С и гидростатическом давлении 16.5 МПа основная часть $ОВ_{исх.}$ превращается в нафтиды, близкие по составу к обычной нефти. Наряду с УВ образуются смолы (33.3 %) и асфальтены (9.7 %), суммарное содержание которых составляет 43 % [Конторович и др., 1986]. Интересно, что в составе капельки эмульсии, захваченной кристаллом кварца в процессе его роста из гидротермального флюида, состоящего главным образом из смол и асфальтенов, имеет близкое значение — 38 % (см. рис. 5, а).

Позднее эксперименты по гидропиролизу были продолжены на большой коллекции образцов, содержащих различные типы ОВ, и было установлено, что, действительно, наряду с жидкими и газообразными УВ, образуется большое количество тиобитума [Зубков, Шведенков, 2002]. В зависимости от мацерального состава ОВ и температуры гидротермального флюида образующийся тиобитум имеет различную консистенцию, в нем возникает большое количество пустот от выделившихся из него жидких и газообразных УВ (рис. 13).

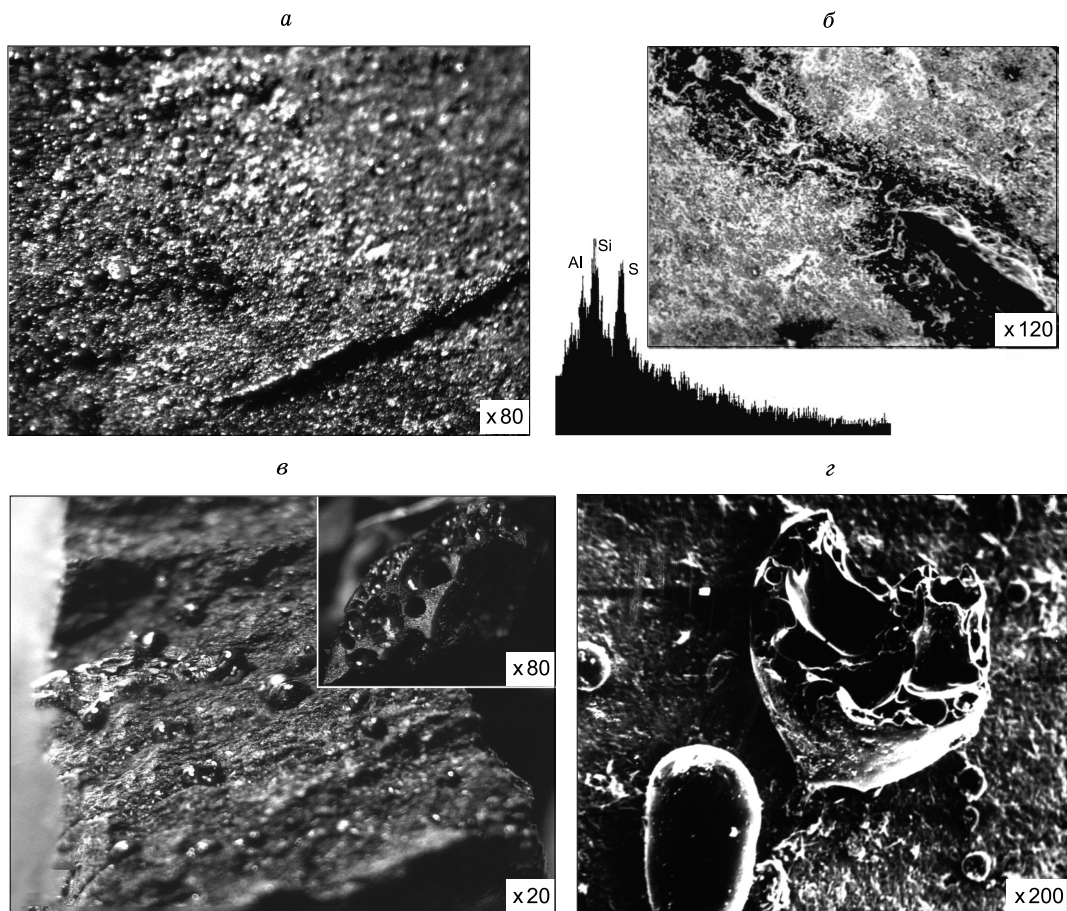


Рис. 13. Фотографии поверхностей образцов с битумом, образовавшимся из $ОВ_{исх.}$ в гидротермальных условиях при различных температурах:

а — 290 °С; б — 360 °С; в и г — 390 °С и гидростатическом давлении 70 МПа. Элементный спектр (б) получен с помощью микрозонда с поверхности, покрытой битумом. Высокий пик серы свидетельствует, что это тиобитум, а пики алюминия и кремния дают представление об элементном составе поверхности образца, на котором находится пленка битума, скорее всего, сложенная полевыми шпатами и кварцем.

Ранее уже отмечалось, что часто из ПП, входящих в состав абалакской свиты, при прочих равных условиях были получены гораздо более высокодебитные притоки, чем из таковых, входящих в состав баженовской свиты, что объясняется двумя главными причинами.

Первая причина заключается в том, что ПП, расположенные непосредственно в баженовской свите, наряду с нефтью наполняются «избытками» битума, который генерируется $ОВ_{исх.}$, присутствующим в ее составе. Этот битум в большей или меньшей мере заполняет их пустотное пространство (см. рис. 1, а, б; 2, а, б; 3, а—в, д; 5, б). Подчеркнем, что в участках, подвергшихся тектоногидротермальному воздействию, все $ОВ_{исх.}$ обязательно превращается в битум и УВ. УВ преимущественно эмигрируют в породы-коллекторы, а битум остается в породах-генераторах, делая осадки баженовской свиты битуминозными [Зубков, 2016, 2021]. Поэтому в этих участках нет керогена, о котором ошибочно пишут многие авторы, а все $ОВ$, оставшееся в породах-генераторах, представлено только битумом или битумом с небольшой примесью в его составе УВ, находящихся в нем в виде молекулярных или «твердых» растворов [Зубков, 2016, 2021] (см. рис. 5, в, г).

В осадках абалакской свиты, напротив, битума почти нет, так как он, как уже говорилось ранее, из-за его специфических реологических свойств остается главным образом в породах-генераторах баженовской свиты. Поэтому в трещинно-кавернозных карбонатных ПП, входящих в состав абалакской свиты, отмечаются лишь тонкие пленки битума, выделившегося на поверхности трещин и каверн из гидротермально-нафтидного флюида, в процессе его охлаждения.

Вторая причина объясняется результатами тектонофизического моделирования, которые доказали, что в компетентных пластах, имитирующих ППП в абалакской свите над растущими антиклинальными блоками возникают гораздо более высокие напряжения, чем в таковых баженовской свиты. По этой причине именно в абалакской свите по сравнению с баженовской в компетентных пластах, имитирующих ППП, плотность образующихся трещин, их раскрытость и площадь их распространения заметно больше.

Следует обратить внимание на чрезвычайно важный факт, что возникающая над поднятиями зона трещиноватости является единой, т. е. все трещины, присутствующие в ней, связаны друг с другом (см. рис. 9, а). Поэтому пробуравив одну скважину, вскрывшую такую зону дробления вблизи ее оси, можно ею одной разрабатывать всю залежь!

То, что грамотное размещение добывающих скважин (вблизи осей разуплотнения) позволяет разрабатывать зоны дробления в ПП БАК минимальным количеством эксплуатационных скважин, подтверждается результатами разработки БАК на Салымском месторождении и Ем-Еговской площади. Так, на Салымском месторождении более половины всей нефти, добытой из БАК, было получено всего из четырех скважин (скв. 27, 28, 54 и 64), а на Ем-Еговской площади из одной скв. 15 добыто около 1 млн т нефти.

Таким образом, тектонофизическое моделирование позволяет не только определить площадь перспективных зон и провести оценку прогнозных ресурсов УВ в БАК, но и осуществить рациональное размещение добывающих скважин вблизи осей зон разуплотнения (дробления), исключив бурение таковых в «сухих» и низкодебитных участках.

ВЫВОДЫ

1. Считать запасы УВ и проводить их разработку следует во всем БАК, а не только в баженовской свите, так как и механизм образования вторичных коллекторов (в результате тектоногидротермального воздействия), и время их формирования в обеих свитах одни и те же. Кроме того, при ведении разработки этих отложений с использованием метода ГРП образующиеся трещины проникают в обе свиты, поэтому добыча УВ ведется одновременно из них обеих.

2. В составе баженовской и абалакской свит, используя различные критерии, можно выделять от 6 (в составе абалакской свиты) и до 24 и более (в баженовской свите) литологических типов пород. Однако для практического использования достаточно выделить лишь два главных типа пород, а именно флюидоупоры и коллекторы. Первые в баженовской свите представлены в основном породами-генераторами нафтидов, а в абалакской свите — это обычные алевроитистые аргиллиты. Вторые в баженовской свите — это преимущественно кремнистые и карбонатные типы пород, а в абалакской свите — исключительно карбонаты.

3. Так как ППП и образовавшиеся из них ПП — это, в отличие от флюидоупоров, плотные, обладающие высоким электрическим сопротивлением, породы, то они достаточно надежно выделяются комплексом ГИС, включающим ядерно-физические, электрические и акустические методы, а для оценки коллекторских свойств ПП наиболее предпочтительным является ЯМК.

5. Комплексируя данные сейсморазведки и результаты тектонофизического моделирования, выполненного на их основе, можно осуществить локальный прогноз распространения перспективных участков в БАК различных категорий в пределах отдельных площадей и месторождений.

6. Используя результаты выделения перспективных участков в БАК, полученные на основе тектонофизического моделирования, можно оценить прогнозные геологические ресурсы УВ, а также предложить рациональное размещение проектных скважин для его разработки, что позволит избежать бурения «сухих» и низкопродуктивных скважин.

ЛИТЕРАТУРА

Аксенов А.А., Аленин В.В., Зонн М.С., Рыжик В.М. К методике прогнозной оценки ресурсов нефти баженовской свиты Западной Сибири // Проблемы нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири. М., ИГиРГИ, 1986, с. 111—123.

Белоусов В.В., Гзовский М.В. Экспериментальная тектоника. М., Недра, 1964, 118 с.

Бурштейн Л.М., Конторович А.Э., Костырева Е.А. Модель пористости пород баженовской свиты // Интерэкспо ГЕО-Сибирь — «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». Материалы XVII междунар. науч. конф. (г. Новосибирск, 19—21 мая 2021 г.), Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2021а, т. 2, № 1, с. 15—24.

Бурштейн Л.М., Конторович А.Э., Рыжкова С.В., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Сафонов П.И., Сотнич И.С. К методике количественной оценки ресурсов углеводородов баженовской свиты юго-восточных районов Западно-Сибирского бассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2021б, т. 16, № 3, с. 1—22.

Волков В.А., Вторушина Э.А., Козлов И.В. Оценка пористости пород баженовской свиты // Недропользование XXI век, 2020, № 1(83), с. 37—44.

Геологический словарь / Ред. К.Н. Паффенгольц. М., Недра, 1973, т. 1, 486 с.

Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М., Наука, 1975, 536 с.

Гурари Ф.Г. Региональный прогноз промышленных скоплений углеводородов в доманикитах // Геология нефти и газа, 1984, № 2, с. 1—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.

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.

Зубков М.Ю. Критерии оценки региональных перспектив нефтеносности баженовской свиты // Нефтяное хозяйство, 1989, № 5, с. 26—30.

Зубков М.Ю. Литолого-петрофизическая характеристика отложений баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Геология и геофизика, 1999, т. 40 (12), с. 1821—1835.

Зубков М.Ю. Коллекторы в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза // Геология нефти и газа, 2014, № 5, с. 58—72.

Зубков М.Ю. Оценка региональных и локальных перспектив нефтеносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2016, № 3, с. 51—67.

Зубков М.Ю. Применение методов экспериментальной тектоники в нефтяной геологии на примере месторождений Западной Сибири // Геотектоника, 2019, № 3, с. 92—109.

Зубков М.Ю. Подсчет запасов нефти в бажено-абалакском комплексе. Проблемы и пути их решения // Геология и недропользование, 2021, № 2, с. 106—141.

Зубков М.Ю., Шведенков Г.Ю. Экспериментальное моделирование процесса формирования вторичных коллекторов под действием гидротермальных флюидов различного состава // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (пятая научно-практическая конференция) / Под ред. В.И. Карасева, Э.А. Ахпателова, В.А. Волкова. Ханты-Мансийск, Путиведь, 2002, т. 1, с. 323—332.

Зубков М.Ю., Сонич В.П., Зарипов О.Г. Геологические и литолого-геохимические критерии промышленной нефтеносности отложений баженовской свиты Западной Сибири // Проблемы нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири. М., ИГиРГИ, 1986, с. 5—14.

Зубков М.Ю., Пормейстер Я.А., Бондаренко П.М. Прогноз трещинных коллекторов в отложениях баженовской и абалакской свит на основе результатов тектонофизического моделирования // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (пятая научно-практическая конференция) / Под ред. В.И. Карасева, Э.А. Ахпателова, В.А. Волкова. Ханты-Мансийск, Путиведь, 2002, т. 1, с. 244—253.

Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Фомичев А.С., Шведенков Г.Ю. Пиролиз как метод изучения нефтегазогенерационного потенциала материнских пород // Геология нефти и газа, 1986, № 12, с. 36—41.

Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Казаненков В.А., Казарбин В.В., Махнева Е.Н., Ямкова Л.С. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты (Западная Сибирь) // Геология и геофизика, 1998, т. 39 (11), с. 1477—1491.

Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика, 2016, т. 57 (11), с. 2034—2043.

Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжкова С.В., Ян П.А. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты // Геология нефти и газа, 2018, № 5, с. 61—73.

Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа, 1979, № 10, с. 26—29.

Новиков Г.Р., Салманов Ф.К., Тянь А.В. Перспективы открытия крупных залежей нефти в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты // Нефть и газ Тюмени, 1979, № 1, с. 1—3.

Оксенойд Е.Е., Волков В.А., Олейник Е.В., Сидоров А.А. Региональный прогноз естественной продуктивности баженовских отложений в центральной части Западно-Сибирской НГП // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (двадцатая научно-практическая конференция) / Под ред. А.В. Шпильмана, В.А. Волкова. Ханты-Мансийск, ИздатНаукаСервис, 2017, т. 1, с. 153—162.

Оксенойд Е.Е., Козлов И.В., Баширов Р.И. Литотипы баженовских пород по вещественному составу и их фильтрационно-емкостные свойства (территория ХМАО-Югры) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (двадцать первая научно-практическая конференция) / Под ред. А.В. Шпильмана, В.А. Волкова. Ханты-Мансийск, ИздатНаукаСервис, 2018, т. 1, с. 57—66.

Скоробогатов В.А., Краснов С.Г. Некоторые критерии перспектив нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1984, № 3, с. 15—19.

Скрылев С.А., Чуйко А.И., Зубков М.Ю. Опыт и проблемы применения геофизических методов при изучении залежей нефти в абалакской свите Красноленинского месторождения // НТВ «Каротажник», 1997, вып. 41, с. 49—58.

Ушатинский И.Н. Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири // Сов. Геология, 1981, № 2, с. 11—22.