

ПРАВИТЕЛЬСТВО ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА — ЮГРЫ

ДЕПАРТАМЕНТ ПО НЕФТИ, ГАЗУ И МИНЕРАЛЬНЫМ РЕСУРСАМ ХМАО

ГУП ХМАО «НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
РАЦИОНАЛЬНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА»

ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ХМАО

*Седьмая
научно-практическая конференция*

Том 1

Под редакцией

КАРАСЕВА В.И. — кандидата экономических наук,

АХПАТЕЛОВА Э.А. — кандидата технических наук,

ВОЛКОВА В.А. — кандидата геолого-минералогических наук

Ханты-Мансийск
Издательский Дом «ИздатНаукаСервис»
2004

ПРОГНОЗ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ОСНОВЕ ТЕКТОНОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ СЛАВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Ю. Зубков, Я.А. Пормейстер
(ООО «Сибгеоцентр»),
В.И. Николук (ЗАО «ТУРСУНТ»)

Славинское месторождение расположено в центральной части Шаимского нефтегазоносного района. Оно состоит из нескольких углеводородных залежей, приуроченных к антиклинальным поднятиям, имеющим амплитуду от 50 до 110 м. Самые крупные из них в основном уже разбурены и проведена оценка запасов углеводородов (УВ), содержащихся в них. Основные запасы нефти содержатся в двух продуктивных пластах T_1 и T_2 . Пласт П, являющийся литолого-стратиграфическим аналогом пласта Ю₁, развитого в пределах восточной половины Западно-Сибирской плиты, на рассматриваемой территории глинизируется, что повышает вероятность обнаружения УВ залежей в карбонатных пластах, присутствующих в нижней части даниловской свиты и являющихся его стратиграфическим аналогом. Поэтому представляет интерес провести оценку перспективности этих пластов для обнаружения в них УВ залежей. Кроме того, отсутствуют ясные представления о механизме формирования залежей нефти не только в отмеченных выше карбонатных пластах, но и в обычных гранулярных коллекторах, имеющих песчано-алевритовый состав. В частности непонятно, можно ли считать бесперспективными мелкие поднятия, расположенные ниже водонефтяного контакта (ВНК), установленного для крупных антиклинальных структур с доказанной нефтеносностью.

Поэтому главной целью настоящей публикации является реконструкция механизма формирования УВ залежей, как в обычных гранулярных коллекторах, так и в явно вторичных коллекторах трещинно-кавернозного типа, образующихся в карбонатных разновидностях пород. Для этого использованы результаты сейсморазведочных работ, на основе которых проведено тектонофизическое моделирование и оценено количество генерированных рассеянным органическим веществом УВ, заполнивших гранулярные и трещинно-кавернозные коллекторы.

Основными генераторами УВ в осадочном чехле рассматриваемого месторождения являются углисто-глинистые отложения тюменской свиты и обогащенные керогеном глинистые отложения даниловской свиты.

К сожалению, нефтегенерационные свойства рассматриваемых отложений практически не изучены. Имеется лишь единичный результат исследований генерационных свойств даниловской свиты, определенный на образце, отобранном из скв. 10022 Даниловского месторождения [1]. С целью упрощения восприятия нижеследующего материала напомним суть основных используемых для характеристики нефтегенерационных свойств различных отложений параметров [1, 2, 8].

Так как отложения даниловской свиты являются стратиграфическим аналогом абалакской (нижняя ее часть) и баженовской (верхняя ее часть) свит, то

можно принять, что кероген, входящий в ее состав, относится к типу II [1, 2, 8, 12, 14]. Поэтому в соответствии с существующими в настоящее время представлениями о его нефтегенерационных свойствах можно предположить, что он способен генерировать битумоиды в количестве около 60% от его исходного веса [1, 2, 8, 12, 14]. Учитывая сказанное, условно исходный кероген ($OB_{исх}$) можно представить в виде двух частей — активной (C_1 в соответствии с нашими обозначениями [1, 2, 8] или S_2 по [11, 12, 14]), способной по мере термического созревания керогена превращаться в нефть, газ и битумоиды (около 60% от веса $OB_{исх}$), а также инертной (C_2), представляющей собой в конце процесса нефтегенерации графитизированный высокомолекулярный остаток (соответственно, около 40% от веса $OB_{исх}$) [1, 2, 8] (рис. 1, левая модель).

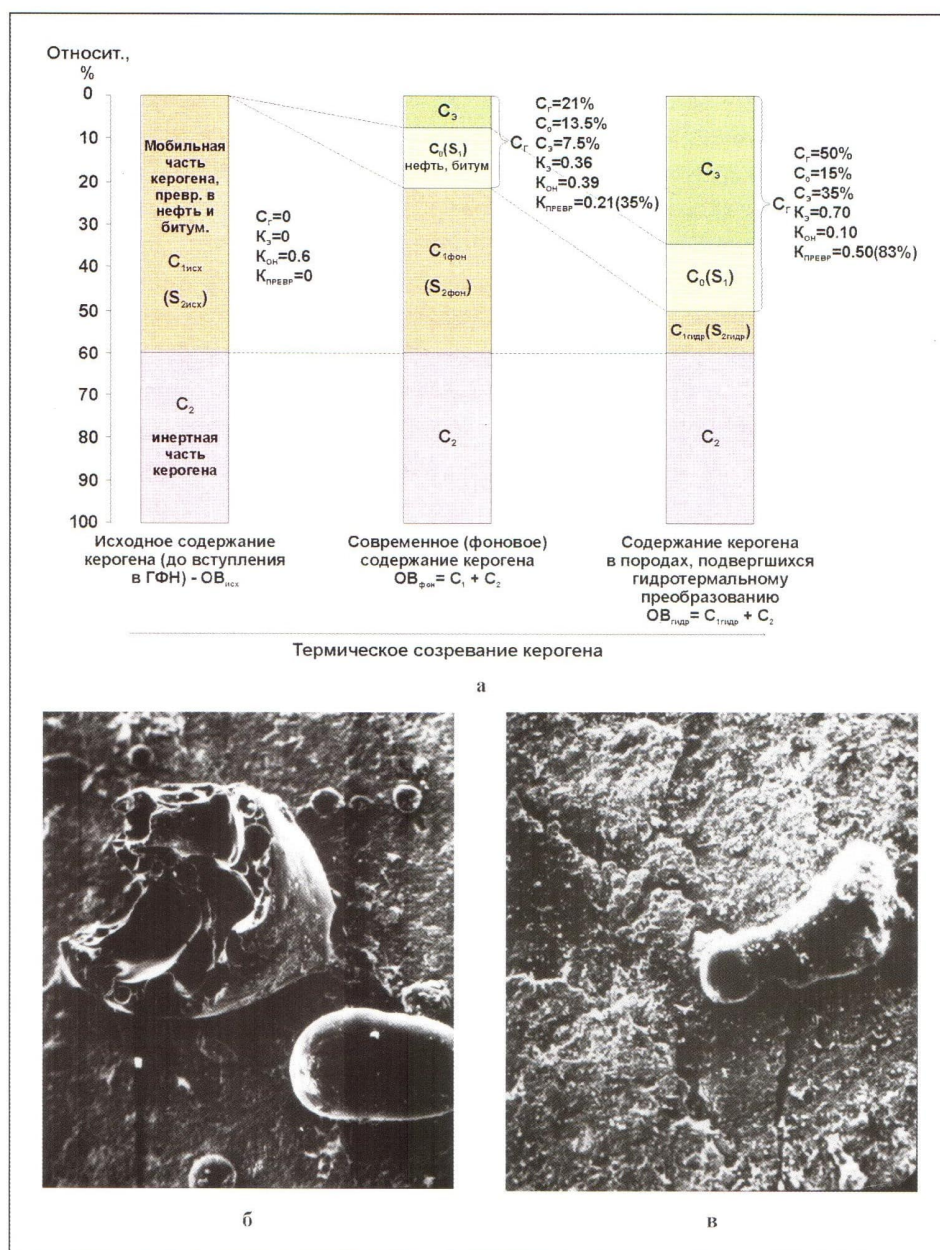


Рис. 1. Схема термического созревания керогена (а), битумы, «вытопившиеся» из прослоев углей и обломков растительного детрита в углистой глине после воздействия на нее гидротермальных флюидов, имеющих $T = 360^\circ C$, $P = 70$ МПа, и соотношение $H_2O_2/H_2O = 0/8$ (б) и $1/7$ (в)

В расчетах используются следующие параметры:

Содержание органического вещества (керогена) в породе (ОВ), равное $C_{\text{орг}} \times 1.2$. Коэффициент 1.2 найден из усредненного элементного состава керогена, так как кроме углерода в него входят кислород, сера, азот и водород [1, 2, 8].

Содержание в породе подвижных (нефтеподобных) битумоидов, определяемых по данным пиролиза (C_0 по [1, 2, 8] или S_1 по [11, 12, 14]);

Нефтегенерационный потенциал (C_1 по [1, 2, 8] или S_2 по [11, 12, 14]).

Инертная часть керогена (C_2) = $ОВ_{\text{тек}} - (C_0 + C_1)$.

Исходное содержание керогена ($ОВ_{\text{исх}}$) = $2.5 \times C_2$.

Исходный нефтегенерационный потенциал керогена ($C_{1\text{исх}}$) = $1.5 \times C_2$.

Количество образовавшейся из керогена нефти и битумов ($C_{\text{г}}$) = $C_{1\text{исх}} - C_1$.

Количество эмигрировавшей из керогена нефти и битумоидов (C_3) = $C_{\text{г}} - C_0$.

Коэффициент эмиграции (K_3) = $C_3 / C_{\text{г}}$.

Коэффициент остаточной нефтегенерации ($K_{\text{он}}$) = $C_1 / ОВ_{\text{исх}}$.

Коэффициент превращения ($K_{\text{превр}}$) = $0.6 - K_{\text{он}}$.

Перечисленные коэффициенты могут быть нормированы к 100%, и их значения, соответственно, будут выражены в процентах (от 0 до 100%). Например, коэффициент превращения ($K_{\text{превр}}$) в левой модели нефтегенерации равен 0%, в центральной — 35%, а в правой — 83% (см. рис. 1).

По результатам пиролитических исследований образца, отобранного из даниловской свиты, можно заключить, что исходное содержание керогена в нем составляло около 4.8%. Концентрация битумоидов в нем равна 0.65% (с учетом открытой пористости). Инертная часть керогена близка к 1.9%, а выход летучих — к 1.8%. Следовательно, исходный генерационный потенциал рассматриваемых отложений составлял 2.9%, а количество образовавшихся битумоидов равно 1%. Поэтому коэффициент эмиграции (K_3) битумоидов из глин даниловской свиты близок к 0.4, а коэффициент превращения ($K_{\text{превр}}$) равен 0.21, или 35% (рис. 1 центральная модель).

Анализ генерационных свойств образцов баженовской свиты, отобранных из самых высокотемпературных и наиболее продуктивных участков Салымского месторождения, показал, что кероген, содержащийся в них, почти полностью реализовал свой нефтематеринский потенциал ($K_{\text{превр}}$ составляет 0.50—0.55, или 83—92%). Столь значительная величина превращения керогена в битумоиды обусловлена воздействием на него гидротерм, имевших по данным термобарогеохимических исследований температуру не ниже 360°C [1].

Действительно, проведенные нами эксперименты по моделированию воздействия гидротермальных флюидов на породы, обогащенные керогеном, например, углистые глины, показали, что под действием гидротерм, имеющих температуру около 360°C, происходит интенсивное образование битумоидов [9]. Генерация битумоидов вызывает многочисленные флюидоразрывы в породе, а также формирование дополнительной емкости (рис. 1, врезки).

На короткое время отложения, обогащенные керогеном (являющиеся обычно флюидоупорами), превращаются в пористые и что особенно важно, проницаемые породы, из которых интенсивно эмигрируют образовавшиеся в них битумоиды в ближайшие к ним породы-коллекторы. Часть битумоидов в рассеянном состоянии сохраняется в этих породах. Описанная ситуация представлена на правой генерационной модели, изображенной на рис. 1.

На основе полученных данных попробуем оценить величину удельной генерации битумоидов из отложений даниловской и тюменской свит.

Для отложений даниловской свиты примем среднее исходное содержание керогена равным 3%, фоновое значение количества образовавшейся нефти и битумоидов (C_f) равным 20% (от $C_{исх}$), а коэффициент эмиграции ($Kэ$) равным 0.4. Допустим также, что коллектор дренирует рассматриваемую толщу мощностью 10 м.

Исходя из принятых условий, получим, что с 1 м² отложений даниловской свиты толщиной 10 м, в ближайший коллектор может поступить порядка 50 кг битумоидов, или с 1 км² — около 50 тыс. т битумоидов. В рассеянном состоянии в том же объеме отложений даниловской свиты содержится порядка 90 тыс. т битумоидов. Если предположить, что рассматриваемый участок подвергся интенсивному гидротермальному воздействию, то доля образовавшихся в даниловской свите и эмигрировавших из нее битумоидов значительно увеличится (см. рис. 1 правая модель). В этом случае с участка площадью 1 км² должно эмигрировать порядка 235 тыс. т битумоидов. Однако здесь следует сделать замечание, касающееся того, что на самом деле вряд ли возможна столь интенсивная генерация в пределах такой значительной площади (1 км²). Действительно, анализ результатов определения нефтегенерационных свойств баженовской свиты, проведенный в пределах Лемпинского поднятия Салымского месторождения, показал, что зоны интенсивной нефтегенерации имеют линейные размеры, не превышающие первые сотни метров или площадь около 0.02—0.05 км² [1]. Поэтому в данном случае при рассмотрении участков, подвергшихся гидротермальной проработке, правильнее говорить об удельной эмиграции не с 1 км², а например с 0.01 км², что составит около 2.3 тыс. т.

Таким образом, даниловская свита является довольно богатой нефтематеринской толщей, способной генерировать значительные объемы УВ, поэтому возникает закономерный вопрос: Присутствуют ли в составе даниловской свиты породы-коллекторы, способные хотя бы частично вместить в себя образующиеся в ней и эмигрирующие из нее битумоиды?

Анализ керн, отобранного из нижней части даниловской свиты, показал, что в ее составе отмечаются маломощные (обычно не более 0.5—0.8 м, редко до 2.0 м) карбонатные пласты, в которых присутствуют зияющие трещины, часто заполненные буровым раствором. Иногда в трещинах отмечаются нефтеподобные битумоиды бурого цвета, что указывает на их потенциальную нефтеносность (рис. 2).

По данным геофизических исследований скважин (ГИС) в интервале залегания отложений даниловской свиты количество карбонатных пластов, названных нами потенциально продуктивными пластами (ППП), в среднем изменяется от 10 до 14 (рис. 3). Их мощность по данным ГИС изменяется от 0.3 до 2.2 м и

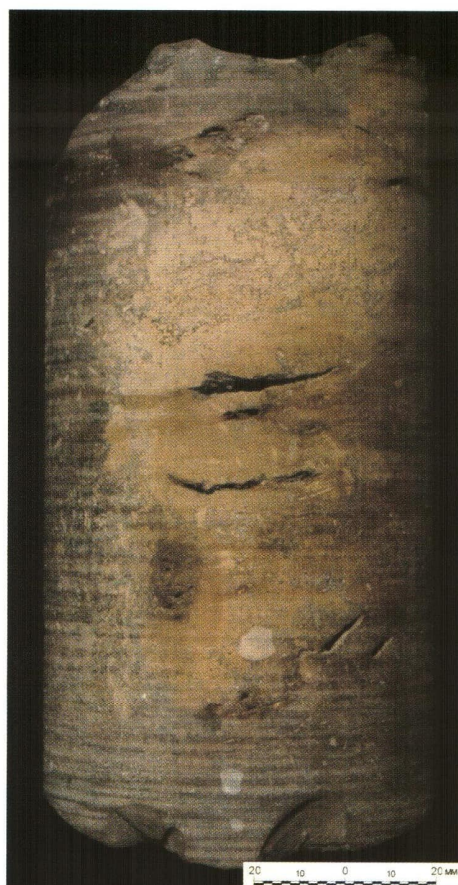


Рис. 2. Фотография образца керна, отобранного из нижней части даниловской свиты, вскрытой скважиной 4250, представленного плотным оолитовым известняком с трещинами, заполненными битумным материалом; Славинское месторождение

лишь в единичном случае (в разрезе, вскрытом скв. 4249) встречен ППП, имеющий толщину 4.0 м.

Для удобства корреляции ППП между скважинами, отложения даниловской свиты условно разбиты на две части — нижнюю менее радиоактивную, названную по аналогии с другими районами «абалакской», и верхнюю более радиоактивную, отнесенную к «баженовской» (рис. 3). В свою очередь верхняя «баженовская» свита разделена на три, а нижняя «абалакская» — на две пачки (см. рис. 3).

Анализ закономерностей площадного распространения ППП, входящих в состав каждой из пачек, позволил установить следующее:

- в отложениях «баженовской» свиты максимальное число ППП чаще всего встречается в средней пачке (до 3 слоев), а их суммарная мощность достигает 2.0—2.2 м;
- в верхней пачке обычно ППП полностью отсутствуют, и лишь изредка встречается 1 слой, толщина которого обычно составляет 0.4—0.8 м;
- в нижней пачке «баженовской» свиты чаще всего встречается один ППП, имеющий мощность около 1.2—1.8 м, лишь в единичных скважинах отмечается еще один ППП, имеющий толщину 1.6 и даже 4.0 м (в упомянутой выше скв. 4249);
- лучше всего коррелируется в пределах Славинского месторождения ППП, входящий в состав нижней пачки, так как его мощность изменяется от 1.2 до 1.8 м, то он является самым перспективным среди всех остальных, входящих в состав «баженовской» свиты;
- вторым по степени перспективности можно считать ППП, встречающийся в составе второй (средней) пачки, хотя его мощность заметно меньше, чем у рассмотренного выше ППП из нижней пачки, и составляет всего 0.4—0.8 м, редко достигая 1.0 м;
- в верхней пачке отсутствуют протяженные карбонатные слои, скорее всего, здесь залегают небольшие по площади маломощные линзы известняков;
- в разрезе «абалакской» свиты самой перспективной (исходя из суммарной мощности ППП) является нижняя пачка (количество ППП — до 10, а их суммарная мощность — до 5.2 м);
- в верхней пачке «абалакской» свиты число ППП не превышает трех, а их суммарная мощность редко достигает 3.2 м, в подавляющем большинстве скважин в составе рассматриваемой пачки ППП полностью отсутствуют.

Таким образом, исходя из значений суммарной мощности ППП (до 5.2 м), наиболее перспективной является нижняя пачка «абалакской» свиты, а наибольшей площадной распространенностью и средней мощностью (1.2—1.8 м) характеризуется пласт ППП, входящий в состав нижней пачки «баженовской» свиты. ППП, встречающийся в составе средней пачки «баженовской» свиты, имеет довольно значительную площадную распространенность, однако его мощность невелика (всего 0.4—0.8 м).

Попробуем оценить прогнозные удельные геологические запасы, которые могут быть сконцентрированы в ППП, входящих в состав даниловской свиты.

Анализ образцов керн, представленных карбонатными литотипами (или ППП), отобранными из нижней части даниловской свиты, показал, что величина открытой (трещинной) пористости в них не превышает 1—2% (см. рис.2). Тогда удельная трещинная емкость в нижней пачке «абалакской» свиты в пределах зоны тектонического дробления составит примерно 50 тыс.м³ на 1 км², что соответствует прогнозным удельным геологическим запасам нефти около 40 тыс. т на 1 км².

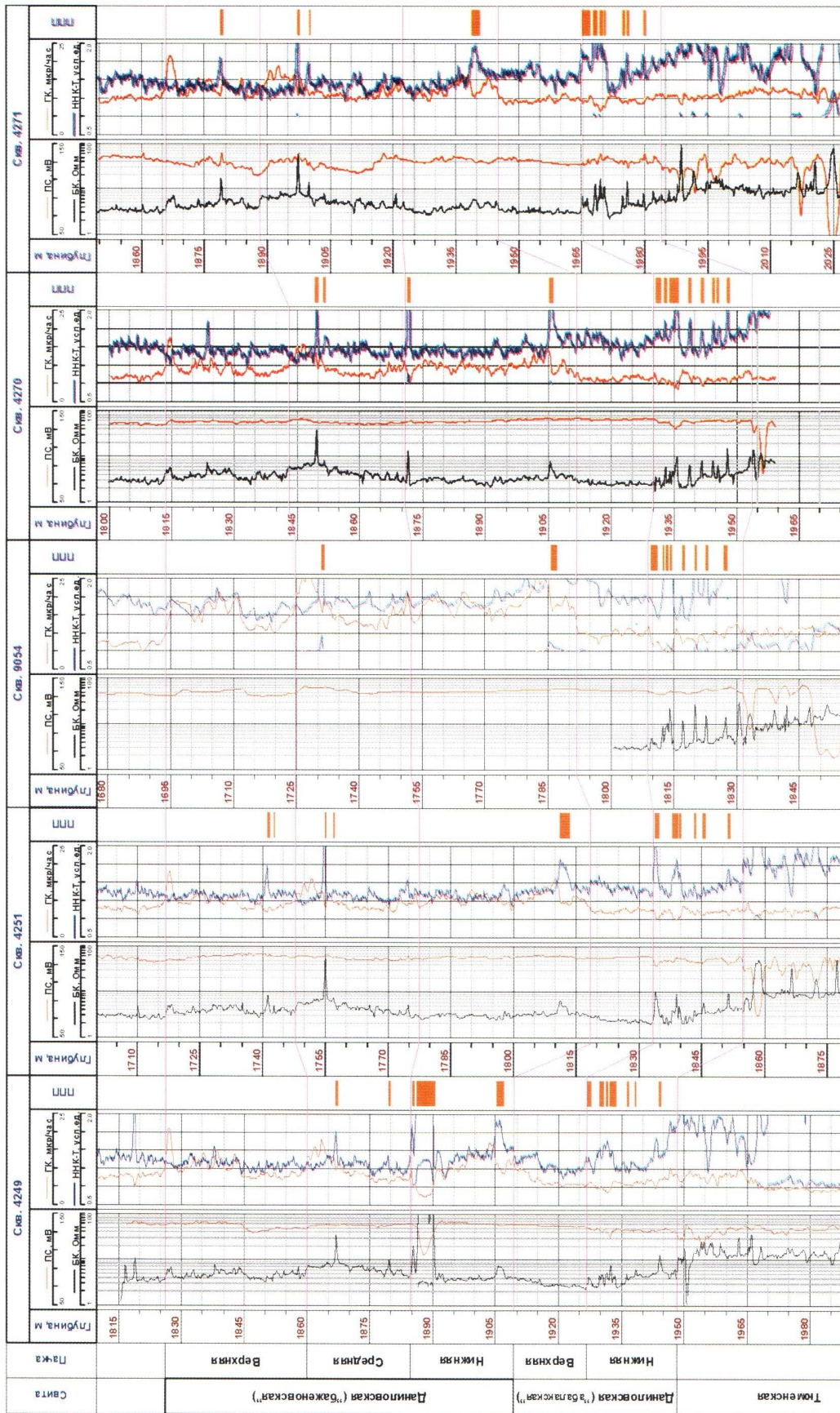


Рис. 3. Схема корреляции потенциально-продуктивных пластов, входящих в состав даниловской свиты Славинского месторождения по линии скважин 4249-4251-9054-4270-4271 (субмеридиональное направление)

В ППП, входящем в состав нижней пачки «баженовской» свиты, при тех же значениях трещинной пористости в пределах зон тектонического дробления прогнозные удельные геологические запасы нефти не превысят 14.3 тыс. т на 1 км².

Таким образом, в пределах зон тектонического дробления в ППП могут присутствовать УВ залежи, представляющие интерес и как самостоятельные объекты, так и совместно разрабатываемые с продуктивными пластами тюменской свиты и, наконец, как возвратные объекты. Образовавшихся в даниловской свите битумоидов вполне достаточно для того, чтобы заполнить трещинную емкость, которая могла образоваться в ППП в пределах зон тектонического дробления.

Теперь оценим нефтегенерационный потенциал углистых глин, входящих в состав тюменской свиты Славинского месторождения. К сожалению, прямых пиролитических исследований этого типа отложений не проводилось, поэтому придется воспользоваться методом аналогии.

Анализ образцов углей и углистых глин Шаимского нефтегазоносного района и в частности отобранных из скважин соседнего Узбекского месторождения показал, что наряду с сильно окисленными (фюзинитизированными) углями и углистым детритом, входящим в состав углистых глин, присутствует большое количество углей и углистого детрита, содержащих мацералы, имеющих достаточно высокие нефтегенерационные свойства, представленные лейптинитом и витринитом. Более того, анализ углеводородного состава спиртобензольных экстрактов, полученных из углей и углистых глин, свидетельствуют о том, что они имели прибрежно-морское происхождение (паралическая фация?) и богаты остатками бенгосных водорослей. Кроме того, для них характерны невысокие значения отношения пристана к фитану, изменяющиеся от 0.53 до 0.74, что также подтверждает преимущественно «морской» источник исходного органического материала, входящего в состав углей и углистых глин [7, 13]. Следовательно, можно предположить, что рассматриваемые отложения имеют близкие с даниловской свитой генерационные свойства. Но поскольку содержание органического вещества в углях и углистых глинах тюменской свиты заметно выше, чем в глинах даниловской свиты, то и их нефтематеринские свойства в среднем значительно лучше.

Обращает на себя внимание циклическое строение отложений тюменской свиты [7, 13]. В основании циклов лежат песчано-алевритовые осадки, вероятно, представляющие собой фации дельтовых протоков и промоин, которые затем перекрываются глинисто-алевритистыми осадками, часто с многочисленными углефицированными корнями растений (палеопочвы). Наконец, в самой верхней части цикла залегают углистые глины и угли (фации прибрежных болот и маршей). Подошва следующего цикла, как правило, с размывом залегает на пачке углистых глин или углей. Такое своеобразное строение отложений тюменской свиты облегчает проникновение образующихся в углисто-глинистых осадках битумоидов в породы-коллекторы, представленные песчаниками, залегающими непосредственно на углистых глинах и углях.

Судя по данным ГИС, суммарная мощность углей и углистых глин, входящих в состав тюменской свиты, изменяется от 6—8 до 12—14 м и для оценочных расчетов может быть принята равной 10 м.

Предполагая, что в тюменской свите значения фоновых нефтегенерационных параметров в углистых глинах и углях примерно такие же, как и в даниловской свите (см. рис. 1, средняя модель), за исключением среднего содержания органического вещества, которое примем для тюменской свиты равным в среднем 6%, несложно оценить удельное количество эмигрировавших из глин и углей УВ, ко-

торое составит примерно 100 тыс. т на 1 км². В этом же объеме углей и углистых глин содержится в рассеянном состоянии примерно 176 тыс. т УВ на 1 км².

Если допустить возможность интенсивного преобразования углистых глин и углей под действием гидротермальных флюидов, то по аналогии с глинистыми отложениями даниловской свиты (см. рис. 1 правая модель), удельная величина эмигрировавших из углистых глин и углей тюменской свиты битумоидов с участка площадью 1 км² достигнет почти 450 тыс. т! Однако, как уже говорилось, площадь участков, подвергшихся воздействию гидротермальных флюидов, вряд ли может быть такой громадной. Поэтому достаточно уверенно можно утверждать о столь высокой удельной генерации и эмиграции битумоидов лишь для участков, площадь которых, скорее всего, не превышает 0.01—0.05 км².

Используя результаты изучения коллекторских свойств пластов Т₁ и Т₂, а также данные об их мощности, полученные на основе интерпретации ГИС, несложно оценить прогнозные удельные геологические запасы, которые могут быть сосредоточены в рассматриваемых отложениях. В зависимости от емкостных свойств и суммарной мощности пород-коллекторов прогнозные удельные геологические запасы в расчете на 1 км² могут изменяться от 70 до 350 тыс. т. Сопоставляя эти данные с приведенными выше генерационными свойствами углистых глин и углей, следует отметить, что при условии «фоновой» генерации битумоидов не всегда достаточно их объема, чтобы наполнить ими гранулярные породы-коллекторы, даже принимая во внимание возможность воздействия на отложения тюменской свиты гидротермальных флюидов.

Накопленные к настоящему времени факты позволяют считать, что формирование антиклинальных структур и приуроченных к ним УВ залежей происходило под действием тектонических движений, сопровождавшихся гидротермальными процессами [3—5, 9]. Причина тектонических движений фундамента и связанной с ними гидротермальной деятельности одна — глубинные процессы.

Вероятнее всего, поднимающиеся из мантии магматические расплавы вызывают рост напряжений в земной коре, вследствие чего в ней возникают трещины, по которым расплавы устремляются вверх. По мере их подъема давление снижается, и из них выделяются летучие, которые впоследствии вместе с мобилизованными из кристаллического основания и нижней части осадочного чехла водами и газами формируют гидротермальный флюид.

Поднимающиеся по трещинам магматические тела «вспучивают» верхнюю часть фундамента и в зависимости от их размера возникают антиклинальные структуры различных порядков, продолжающиеся в осадочном чехле. Поскольку «вспученные» антиклинальные блоки характеризуются повышенной трещиноватостью (что более детально будет рассмотрено ниже), то они обладают высокой проницаемостью и, следовательно, в максимальной степени прорабатываются образовавшимися гидротермальными флюидами. В описываемых участках в кровельной части фундамента возможно формирование вторичных (тектоногидротермального происхождения) коллекторов, содержащих УВ залежи. Однако образование пород-коллекторов в породах фундамента происходит не всегда, что объясняется особенностями их исходного петрографического состава [3, 6].

Проникающие по трещиноватым зонам в осадочный чехол гидротермы, как уже отмечалось выше, активизируют процессы нефтегенерации и переноса образовавшихся УВ в породы коллекторы [9]. Образующиеся в продуктивных пластах (тектоногенные) трещины повышают их проницаемость и, соответственно, про-

дуктивность, поэтому умение прогнозировать места расположения этих зон представляет большой практический интерес.

Таким образом, моделирование процесса формирования антиклинальных поднятий представляет интерес для прогноза углеводородных залежей, как в породах кровельной части фундамента, так и в обычных гранулярных коллекторах осадочного чехла и, наконец, в карбонатных пластах (ППП).

Моделирование механизма образования антиклинальных структур с целью прогноза углеводородных залежей в пределах Славинского месторождения осуществлялось с помощью известной методики на основе комплексирования данных сейсморазведки и результатов тектонофизического моделирования [5].

Моделирование осуществлялось двумя методами — оптико-поляризационным и тектоноседиментационным по нескольким опорным сейсмическим профилям.

Напомним, что **оптико-поляризационный метод** (далее для краткости просто оптический) основан на явлении оптической анизотропии в прозрачных аморфных телах, подвергнутых деформации, связанном с изменением двойного лучепреломления в зависимости от величины напряжений. Этот метод обеспечивает достаточное соблюдение условий подобия для упругой области деформаций. Поэтому сопоставление модели с реальным геологическим объектом является правомерным в тех пределах, в каких отдельные геологические структуры на различных стадиях их развития можно считать упругими однородными телами с ненарушенной сплошностью.

В качестве эквивалентного материала при оптическом моделировании использовались водно-желатиновые растворы с различной плотностью, задаваемой концентрацией желатина. Для каждого слоя, входящего в состав моделей, проводилось изучение характера распределения уровней касательных напряжений (τ_{\max}) по их относительной величине, равной спектральному порядку изохроматических полос, обозначающих зоны равных полуразностей нормальных напряжений, в соответствии с законом фотоупругости: $\tau_{\max} = 0.5(\sigma_1 - \sigma_3)$.

Нулевые и минимальные значения параметров изохроматических полос отвечают напряженному состоянию материала при близких или равных величинах нормальных напряжений, что характеризует участки всестороннего сжатия или растяжения.

Трещины отрыва или скола прогнозируются в зонах повышенных значений касательных напряжений. Направления траекторий нормальных напряжений определялись по положению изоклин, представляющих линии равных наклонов осей главных нормальных напряжений к плоскости поляризованного света. Направления траекторий касательных напряжений ориентированы приблизительно под 45° к положению нормальных напряжений.

Тектоноседиментационный метод (далее для краткости просто седиментационный) позволяет исследовать механизм формирования различных типов дислокаций, а также закономерности в поведении осадков при воздействии на них воздымающихся блоков, моделирующих движения фундамента в каждой структурно-геологической ситуации.

Седиментационный метод основан на лабораторном воспроизведении процесса подводного осадконакопления в условиях постоянного внешнего нагружения, возникающего вследствие последовательного отложения слоистых толщ. Результаты такого моделирования применимы к анализу механизма образования геологических структур, выявляемых в разновозрастных разрезах, сложенных сло-

ями, в различной степени консолидированными и различавшимися в момент деформации физико-механическими свойствами.

Моделирование проводилось в наполненном водой боксе размером 50x10x40 см. Осадочным материалом для образования слоев служили глины, песок, а также их смеси с примесью алевритовых частиц. За счет их осаждения в камере постепенно накапливалась тонкослоистая серия осадков. Компетентные слои, имитирующие карбонатные отложения, моделировались цементом.

В основание камеры вмонтированы подвижные блоки, расположение и морфология которых подобны структурному профилю выбранного для моделирования сейсмического разреза.

В качестве примера рассмотрим модели, построенные на основе сейсмопрофиля 5795070 (рис. 4 а).

В процессе моделирования роста поднятий оптическим методом установлены следующие закономерности.

Вздымание центрального самого крупного блока привело к формированию обширной зоны повышенных касательных напряжений, максимальные значения которых, приурочены к его вершине (рис. 4 б). Обратим внимание на форму внешней изохромы, например, красного цвета, которая напоминает по облику распустившийся цветок тюльпана.

Последующий рост двух других (левого и правого) блоков привел к заметному изменению распределения касательных напряжений в модели, что отразилось в трансформации формы внешней изохромы, существовавшей над центральным поднятием. Она приобрела форму нераспустившегося бутона тюльпана из-за того, что выросшие по бокам от центрального поднятия блоки вызвали «сжатие» внешних изохром, что свидетельствует об уменьшении в этих участках модели величин касательных напряжений (рис. 4 в). Причем «сжатие» изохром в наибольшей степени произошло в верхней части модели.

Кроме того, уменьшилось число изохром, что свидетельствует о снижении величины касательных напряжений вокруг центрального поднятия вследствие роста двух соседних (см. рис. 4 в). Иными словами, трещины, возникшие над центральным поднятием вследствие его роста, на следующих стадиях после подъема соседних с ним блоков должны «сжаться» или сомкнуться, что приведет к уменьшению фильтрационно-емкостных свойств первоначально возникшей над центральным поднятием трещинной зоны.

Обращает на себя внимание асимметричное расположение изохром, возникших в модели над левым и правым поднятиями. Они «сжаты» возле центрального поднятия и, напротив, захватывают большую площадь по направлению к боковым стенкам модели (см. рис. 4 в). Это означает, что зоны дробления (вторичной трещиноватости), возникшие над более молодыми боковыми поднятиями, окажутся смещенными к стенкам модели, то есть максимальная плотность трещин будет располагаться не прямо над их вершинами, а немного левее купола левого блока и, соответственно, правее правого поднятия, в чем мы убедимся при рассмотрении результатов седиментационного моделирования.

Обработка полученных в результате оптического моделирования данных показала, что достаточно высокие уровни касательных напряжений проникают до уровня слоев, имитирующих отражающие горизонты П и Б (над центральным и левым блоками). Зона высоких касательных напряжений, возникшая над правым блоком, не выходит за пределы нижнего слоя, имитирующего осадки тюменской свиты (рис. 4 г).

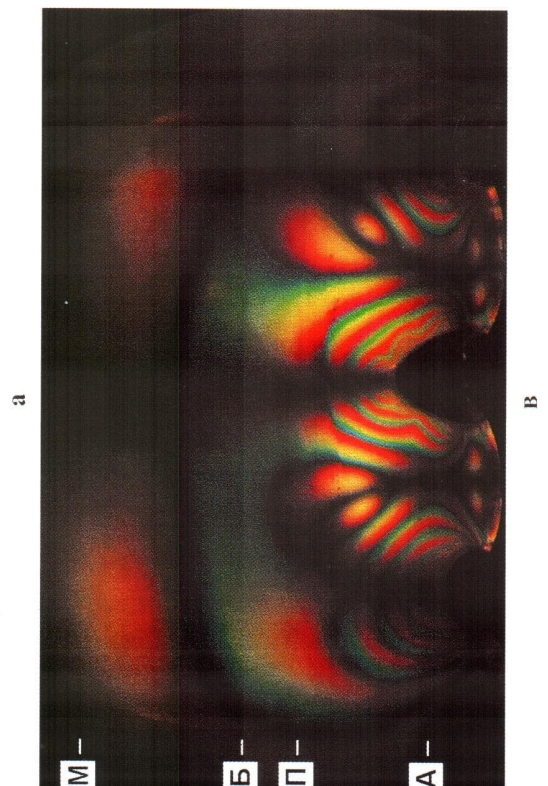
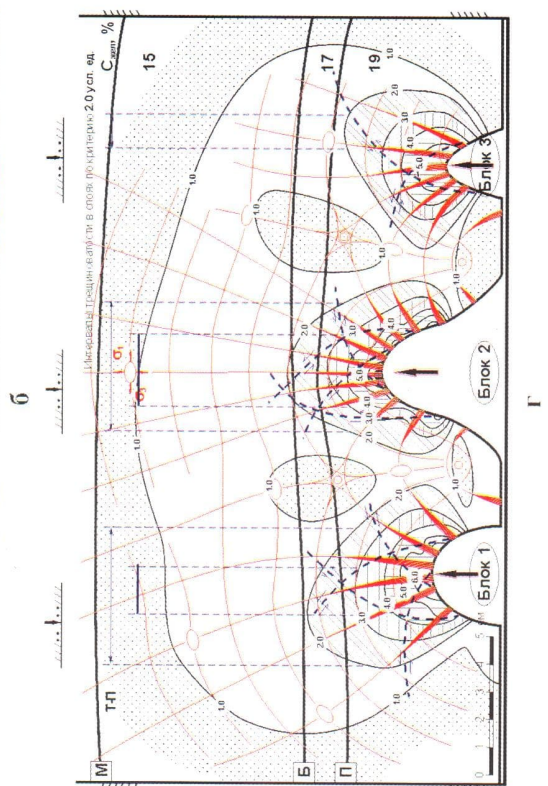
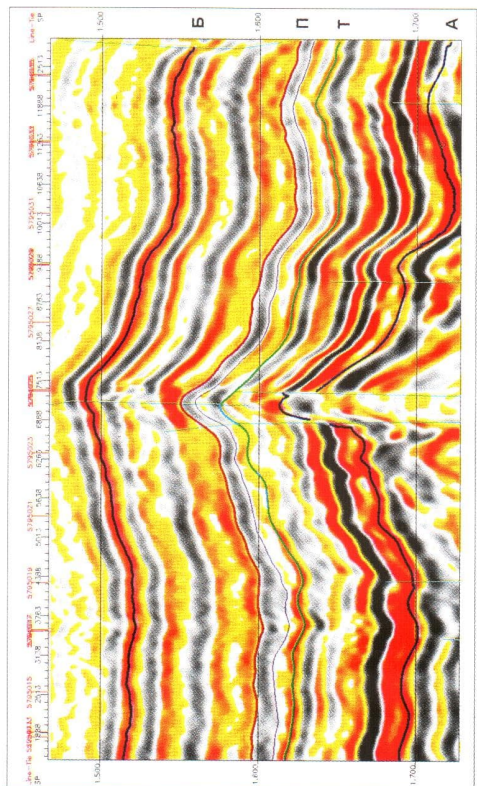
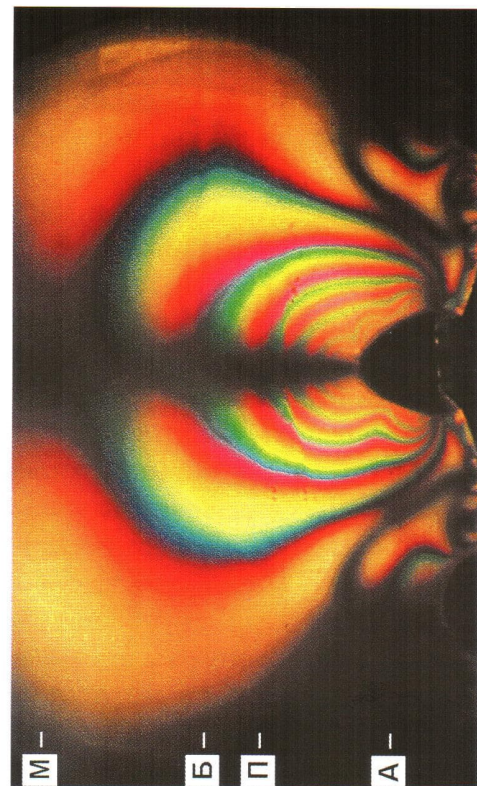


Рис. 4. Фрагмент сейсмического разреза 5795070 интервала тюменской и данловской свит Славянского месторождения (а), фотоизохроматические картины распределения касательных напряжений в многослойной разнородной модели по тому же сейсмопрофилю при деформации поочередным поднятием антиклинальных блоков, отвечающих рельефу фундамента (б, в), и графическая интерпретация фотоизохроматической модели (г)

Отмечается присутствие четырех изотропных точек, находящихся в центре зон всестороннего сжатия, внутри которых образование трещин невозможно. Либо, если они возникли ранее (вследствие роста центрального поднятия), то на последующих стадиях (из-за подъема соседних блоков) они должны были сомкнуться. Над купольной частью поднятий в осадочной толще прогнозируется образование субвертикальных трещин, в межблочных участках — наклонных и субгоризонтальных (см. рис.4 г). Над и под изотропными точками отмечается переориентация эллипсоида деформации и, соответственно, расположения трещин — с субвертикального на субгоризонтальное или наоборот (см. рис. 4 г).

Анализ результатов седиментационного моделирования показал, что вследствие роста центрального (самого крупного) блока произошло интенсивное дробление компетентных слоев, трещинами ориентированными субвертикально, а в левой части модели под компетентным слоем, входящим в состав отложений имитирующих нижнюю часть даниловской свиты, образовалась субгоризонтальная трещина гидроразрыва (рис. 5 б). На поверхности модели сформировалась редкая сеть трещин, ориентированных субперпендикулярно по отношению друг к другу (см. рис. 5 б, врезка).

Рост второго (левого) блока также вызвал дробление расположенных над ним компетентных слоев субвертикальными трещинами, а между блоками под вторым компетентным слоем образовалась короткая субгоризонтальная трещина (см. рис. 5 в). Возникшая ранее в осадках, имитирующих даниловскую свиту, субгоризонтальная трещина сомкнулась. Таким образом, сделанный ранее прогноз на основании оптического моделирования относительно ориентации трещин полностью подтвердился: над вершинами поднятий сформировались субвертикальные, а в межблочном пространстве субгоризонтальные трещины (см. рис. 5 в).

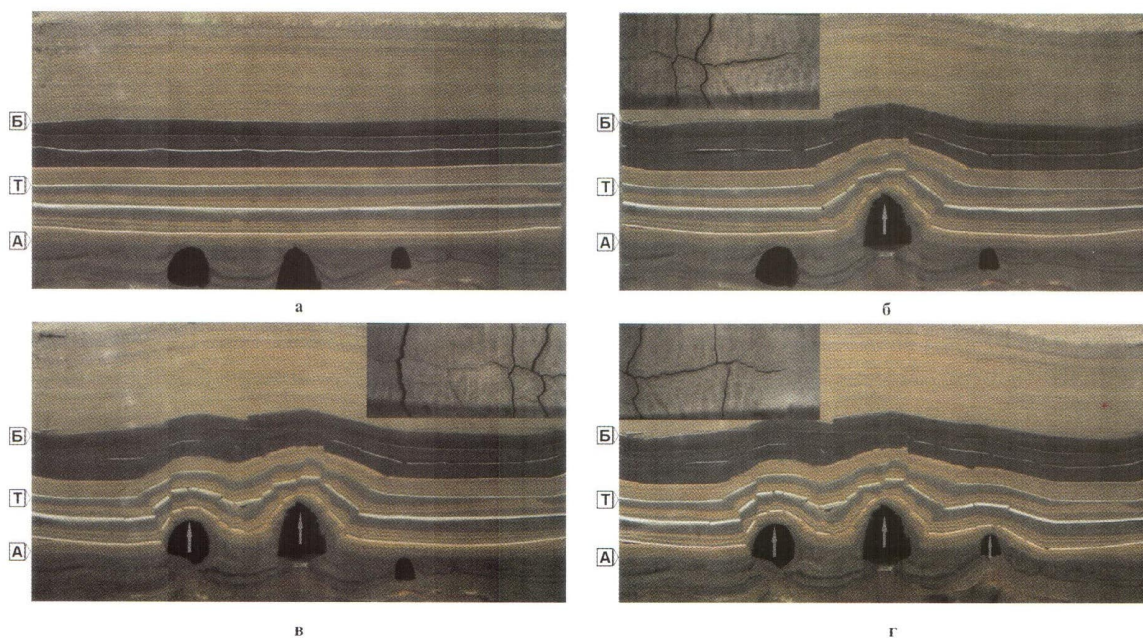


Рис. 5. Тектоноседиментационная модель формирования антиклинальных структур, построенная по сейсмопрофилю 5795070 Славинского месторождения до начала роста поднятий (а), после роста 2-го (центрального) поднятия (б), после роста 1-го (левого) и 3-го (правого) поднятий (в и г, соответственно); на врезках (б, в и г) приведены фотографии поверхности модели над первым, вторым и третьим блоками, на которых изображена сеть трещин, возникшая в результате роста этих блоков

На поверхности модели, над левым блоком, образовалась одна довольно широкая продольная трещина, к которой примыкают еле заметные короткие поперечные трещины, соединившие эту трещину с ранее возникшими над центральным поднятием трещинами (см. рис. 5 в).

Рост правого (самого маленького) поднятия вызвал незначительное по интенсивности дробление компетентных слоев, расположенных над ним, и формирование очень короткой субгоризонтальной трещины над первым компетентным слоем справа от него (см. рис. 5 г).

На поверхности модели, над правым поднятием образовалась одна продольная и одна поперечная трещины, причем поперечная трещина шире и длиннее двух продольных (см. рис. 5 г).

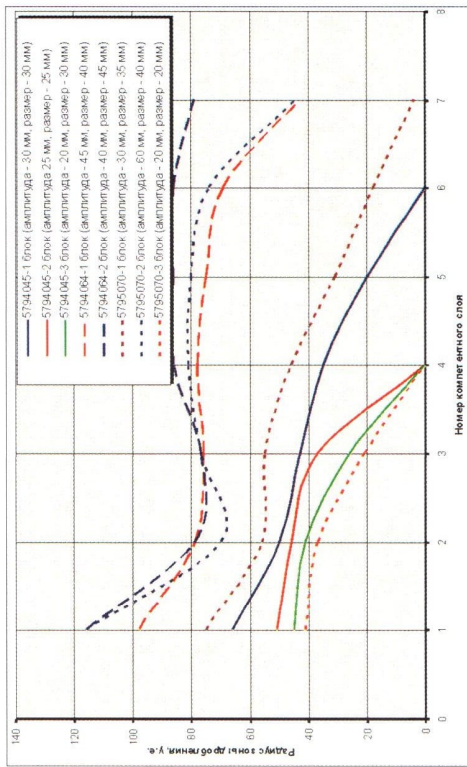
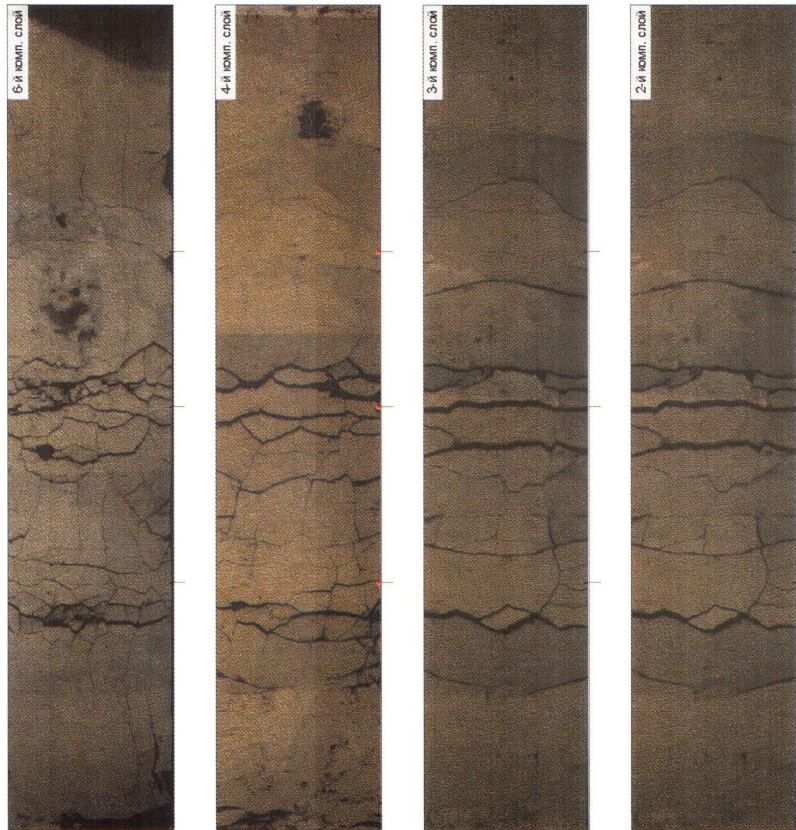
Следует обратить внимание на то, что из двух продольных трещин, образовавшихся на поверхности модели над центральным поднятием, та, что расположена справа (ближе к самому молодому и малоамплитудному блоку), после его роста немного «сжалась», из-за чего уменьшилась ее первоначальная ширина (см. рис. 5 г). На этот феномен указывалось ранее при интерпретации результатов оптического моделирования (см. рис. 4 в).

С целью изучения распределения трещин внутри модели, после окончания эксперимента она послойно разбиралась, и в каждом компетентном слое исследовалась плотность трещин, их ширина, величина трещинной «пористости», а также определялся радиус зоны трещиноватости (рис. 6 а). Следует обратить внимание на выявленную ранее при проведении оптического моделирования закономерность, заключающуюся в том, что если над центральным поднятием система трещин должна быть расположена симметрично по отношению к его оси, то над боковыми она прогнозируется с заметным смещением в левую (над левым блоком) и правую (над правым блоком) стороны (см. рис. 4 в).

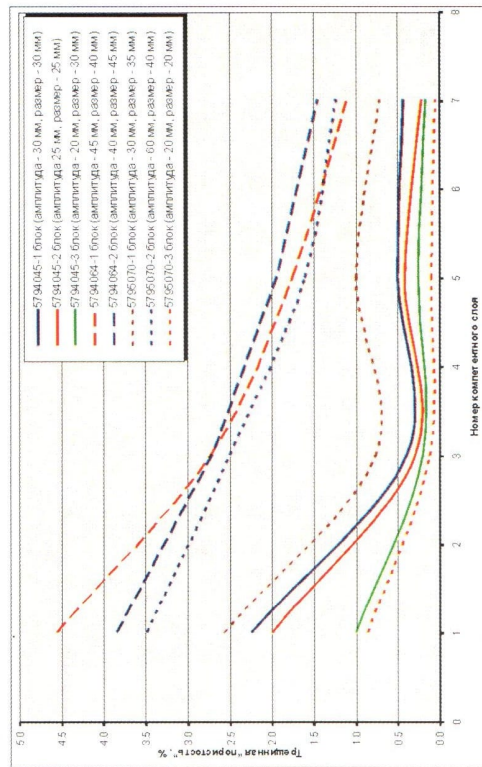
Действительно, анализ полученных после седиментационного моделирования результатов распределения трещин в компетентных слоях подтвердил сделанный ранее на основе оптического моделирования прогноз: если над центральным поднятием система трещин расположена симметрично относительно его оси, то над правым и левым блоками зоны трещиноватости заметно смещены влево и вправо относительно осей, соответственно, левого и правого блоков (см. рис. 6 а).

На основе полученных данных установлены зависимости между радиусом зоны дробления и величиной трещинной «пористости», с одной стороны, и номером компетентного слоя по направлению снизу вверх — с другой (рис. 6 б, в). На полученных графиках выделяются две группы кривых. Первая характеризуется более высокими значениями обоих параметров, а вторая выделяется меньшими значениями тех же параметров. В первую группу кривых попадают зависимости, полученные для самых крупных и высокоамплитудных поднятий, а во вторую, наоборот, входят связи, установленные для средних и самых мелких поднятий, имеющих небольшие размеры (см. рис. 6 б, в).

Исходя из полученных зависимостей, можно заключить, что радиус зоны дробления, возникающей над крупными поднятиями, сначала быстро уменьшается по направлению к поверхности модели, затем стабилизируется на примерно одном значении и лишь непосредственно перед самой поверхностью вновь довольно резко уменьшается (см. рис. 6 б). Для поднятий, имеющих средний размер, наблюдается монотонное уменьшение радиуса зоны дробления по направлению снизу вверх, а зона трещиноватости, возникающая над самыми мелкими поднятиями, довольно быстро сходит на нет и уже в четвертом по счету компетентном слое она равна нулю (см. рис. 6 б).



б



в

Рис. 6. Распределение трещин в компетентных слоях тектоноседиментационной модели, построенной по профилю 5795070 Славинского месторождения (а), и зависимость радиуса зоны дробления (б), а также величины трещинной «пористости» (в) в зависимости от номера компетентного слоя

Трещинная «пористость», возникающая в компетентных слоях над крупными поднятиями, имеет более высокие значения по сравнению с таковой, формирующейся в компетентных слоях над мелкими блоками. Причем, если над крупными поднятиями ее величина в компетентных слоях плавно уменьшается по направлению снизу вверх, то над мелкими она быстро приближается к нулевым значениям уже в третьем по счету компетентном слое по направлению снизу вверх (см. рис. 6 в).

Таким образом, при прочих равных условиях крупные высокоамплитудные антиклинальные структуры представляют гораздо больший интерес, чем мелкие малоамплитудные поднятия как для поисков углеводородных залежей во вторичных коллекторах трещинного типа (например, в карбонатных пластах, входящих в состав отложений даниловской свиты), так и для прогноза зон повышенной продуктивности в обычных гранулярных коллекторах.

Возникает вопрос: Какие минимальные размеры должно иметь поднятие, чтобы оно могло представлять практический интерес для поисков в его пределах УВ залежи или залежей?

По данным тектонофизического моделирования трещинная «пористость» в компетентных слоях на уровне отложений даниловской свиты составляет примерно 2.0—2.5% (см. рис. 6 в). Причем эти значения пористости получены для достаточно крупных поднятий. Над мелкими поднятиями вторичная трещиноватость на уровне слоев, моделирующих отложения даниловской свиты, может вовсе не возникнуть.

Используя приведенные выше данные о мощности ППП, входящих в состав даниловской свиты, а также оценочные значения трещинной пористости, принятые на основе тектонофизического моделирования, равными 2.5%, несложно рассчитать прогнозные удельные геологические запасы УВ, которые могут содержаться в карбонатных пластах даниловской свиты в пределах зон дробления — примерно 76—88 тыс. т на 1 км².

В гранулярных коллекторах тюменской свиты при условии их средней нефтенасыщенной мощности, равной 2 м, прогнозные удельные геологические запасы близки к 140 тыс. т на 1 км².

Предполагая, что коэффициент извлечения нефти из трещинных коллекторов составляет около 0.1, а из гранулярных — 0.25, получим, что прогнозные удельные извлекаемые запасы из трещинных коллекторов близки к 8 тыс. т на 1 км², а из гранулярных — к 35 тыс. т на 1 км², что в сумме составляет 43 тыс. т на 1 км².

Известно, что с экономической точки зрения целесообразным является бурение добывающей скважины лишь при условии, если из нее будет добыто не менее 40-50 тыс. т нефти. Следовательно, при условии совместной разработки трещинных коллекторов даниловской и гранулярных тюменской свит экономически целесообразным является опосредованное опосредование локальных структур и связанных с ними зон вторичной тектоногенной трещиноватости, имеющих размеры не менее 1 км². Причем предполагается, что вся площадь залежи такого размера будет дренироваться одной скважиной.

На основе полученных данных по оценке прогнозных удельных геологических запасов в даниловской и тюменской свитах, данных сейсморазведочных работ и результатов тектонофизического моделирования построена структурно-прогнозная схема размещения трещиноватых коллекторов даниловской свиты и зон повышенной продуктивности в отложениях тюменской свиты (рис. 7). В соответствии с полученными критериями минимальная площадь прогнозных участков, связанных с антиклинальными поднятиями, принята равной 1 км².

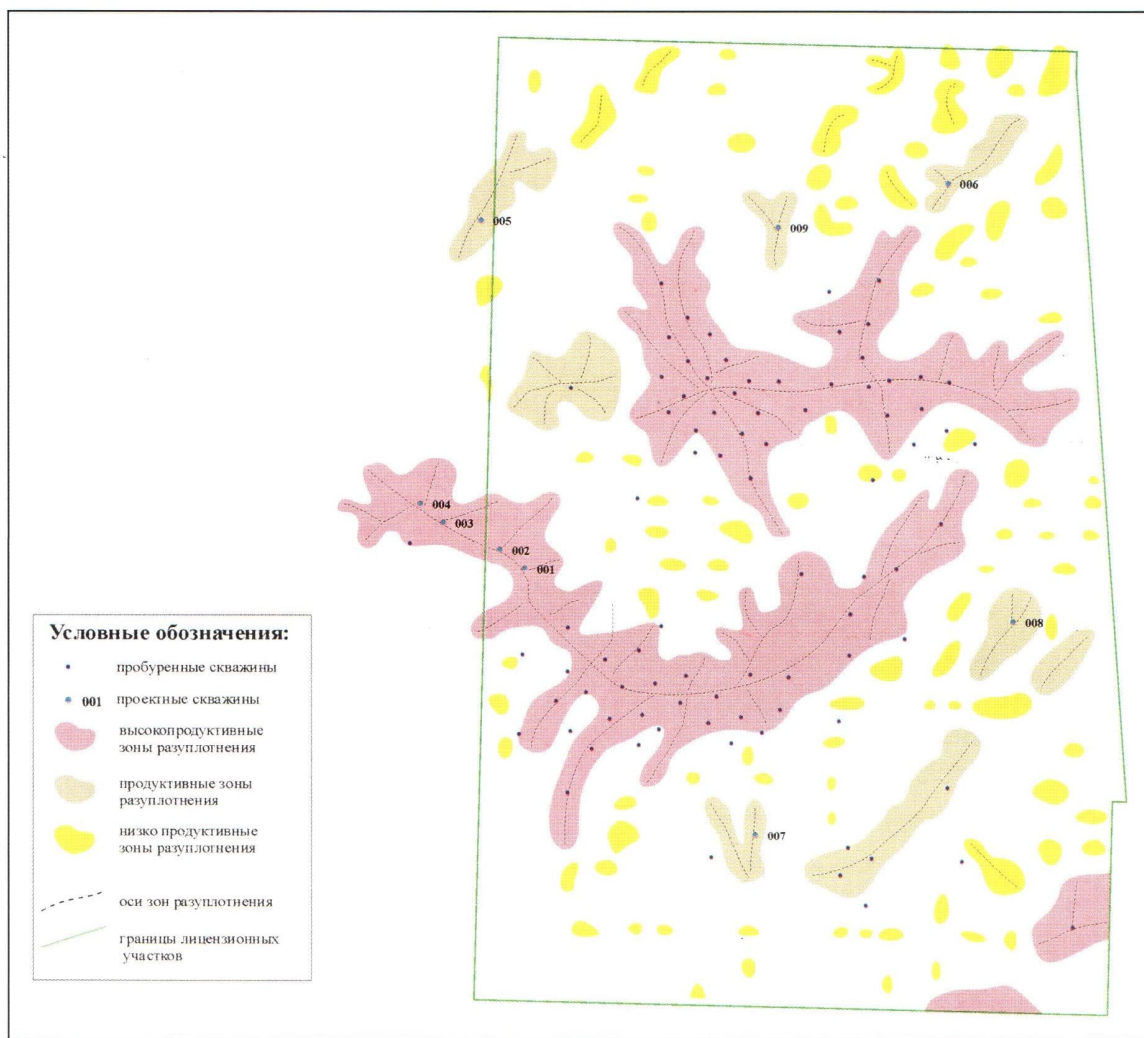


Рис. 7. Структурно-прогнозная схема размещения залежей углеводородов и зон повышенной продуктивности в юрских отложениях Славинского месторождения (по данным сейморазведки и тектонофизического моделирования)

На полученной прогнозной карте выделяется два крупных значительно разбуренных поднятия, около десятка антиклинальных структур среднего размера (площадью немногим более 1 км²), которые предлагается опробовать пробурив разведочные скважины и почти сто мелких малоамплитудных поднятий. Они, скорее всего, являются бесперспективными из-за того, что ППП, входящие в состав даниловской свиты, слабо трещиноваты или вовсе не раздроблены, а гранулярные породы-коллекторы, входящие в состав тюменской свиты, заполнены водой, либо содержат незначительные по величине запасы залежи УВ.

Выводы

1. Весьма приблизительная оценка нефтегенерационных свойств отложений даниловской и углистых глин тюменской свиты показала, что фоновые значения удельного количества эмигрировавших из них битумоидов составило около 50 и 100 тыс. т с 1 км², соответственно. Если допустить возможность воздействия на

рассматриваемые отложения гидротермальных флюидов, то удельное количество образовавшихся в них, а затем эмигрировавших из них битумоидов увеличится почти в пять раз, но в пределах небольших по площади участков.

2. Кроме обычных гранулярных пород-коллекторов, входящих в состав отложений тюменской свиты, в нижней части даниловской свиты выделяются карбонатные пласты, в которых могут формироваться трещинные коллекторы тектонического происхождения.

3. Предложена тектоногидротермальная модель формирования залежей УВ в осадочном чехле Славинского месторождения.

4. Оценены прогнозные удельные геологические запасы УВ, которые могут содержаться в гранулярных коллекторах тюменской свиты и трещинных коллекторах даниловской свиты.

5. На основании проведенного тектонофизического моделирования установлены основные закономерности в процессе формирования зон разуплотнения в отложениях тюменской свиты и трещинных коллекторов в даниловской свите.

6. Используя установленные с помощью тектонофизического моделирования закономерности в процессе образования зон разуплотнения и вторичной трещиноватости, а также результаты сейсморазведочных работ, в пределах Славинского месторождения выделены перспективные участки трех категорий.

7. На основе примерной оценки экономической целесообразности разработки залежей с различными удельными запасами УВ в качестве минимальных по площади приняты залежи, имеющие размеры от 1 км² и более.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Зубков М.Ю.* Условия образования залежей нефти в баженовской свите. Автореф. дис. на соиск. уч. степ. канд. геол.-мин. наук. Тюмень. 1984. 23 с.
2. *Зубков М.Ю., Прямоносова И.А.* Нефте- и газогенерационный потенциалы баженовской свиты. *Геохимия*. 1988. № 3. С. 386—392.
3. *Зубков М.Ю., Федорова Т.А.* Гидротермальные вторичные коллекторы в черных сланцах. *Геология нефти и газа*. 1989. № 6. С. 26—30.
4. *Зубков М.Ю., Дворак С.В. и др.* Гидротермальные процессы в шеркалинской пачке Талинского месторождения (Западная Сибирь). *Литология и полезные ископаемые*. 1991. № 3. С. 122—132.
5. *Зубков М.Ю., Бондаренко П.М.* Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования. *Геология нефти и газа*. 1999. № 11—12. С. 31—40.
6. *Зубков М.Ю., Печеркин М.Ф., Шелепов В.В.* Критерии оценки перспектив промышленной нефтеносности кровельной части доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты. Опыт повышения эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири (по материалам научно-практической конференции геологов, посвященной памяти В.У. Литвакова). Тюмень. 1999. С. 122—140.
7. *Зубков М.Ю., Печеркин М.Ф.* Литолого-коллекторская и геохимическая характеристика юрских продуктивных отложений Узбекского месторождения (Шаимский нефтегазоносный район). Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Третья научно-практическая конференция). Ханты-Мансийск. 2000. С. 295—307.
8. *Зубков М.Ю., Меленевский В.Н., Кос И.М., Медведев Н.Я.* Нефтегенерационные свойства различных типов пород, слагающих верхнеюрские отложения Маслиховского месторождения. Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Третья научно-практическая конференция). Ханты-Мансийск. 2000. С. 152—161.
9. *Зубков М.Ю., Шведенков Г.Ю.* Экспериментальное моделирование процесса формирования вторичных коллекторов под действием гидротермальных флюидов различного состава. Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Том 1. (Пятая научно-практическая конференция). Ханты-Мансийск. 2002. С. 323—332.
10. *Зубков М.Ю., Николук В.И., Митченко А.А., Пормейстер Я.А.* Литолого-петрофизическая характеристика средне-верхнеюрских отложений Славинского месторождения. Особенности геологи-

ческого строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района. Урай-Тюмень. 2002. С. 150—160.

11. *Лопатин Н.В., Емец Т.П.* Пиролиз в нефтегазовой геохимии. М.: Наука. 987. 144 с.

12. Методические рекомендации по применению пиролитического метода в органической геохимии. Под ред. А.Э. Конторовича, составитель — В.Н. Меленевский. Новосибирск. СНИИГГиМС. 1991, 48 с.

13. *Печеркин М.Ф., Зубков М.Ю.* Критерии региональных перспектив нефтегазоносности юрских отложений Шаимского района и рекомендации по основным направлениям геологоразведочных работ. Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района. Урай-Тюмень. 2002, с. 169—182.

14. *Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. М.: Мир. 1981. 502 с.