

ского, реже — на своде вала. Здесь установлено более 10 таких структур длиной до 20...40 км при ширине от 3 до 20 км. Толщина рифовых тел, по предварительным подсчетам, составляет не менее 100 м, а по наиболее оптимистичным оценкам может достигать 800...1000 м. Аналогичное рифовое тело может быть предположительно намечено и в пределах восточной периклинали поднятия Палласа. Однако ни одна из этих структур не может в ближайшие годы стать объектом поискового и разведочного бурения из-за значительных глубин моря, достигающих более 1 км. Запасы углеводородов в этих рифовых ловушках в настоящее время могут быть отнесены только к забалансовым.

Представляют интерес ловушки в терригенных отложениях, связанные со сводами и крыльями антиклинальных складок Анапского выступа и прилегающими к нему зонами выклинивания верхней части домайкопа. Так же как и на хорошо известных и уже в значительной мере истощенных месторождениях Предкавказья, здесь можно выделить несколько десятков участков, благоприятных для поисков в них сложно экранированных залежей. Если принять все залежи нефти и газа в неантиклинальных ловушках мезозоя—кайнозоя Предкавказья за 100 %, то около 12 % таких залежей установлено в палеоцен-эоценовых отложениях. Есть все основания предполагать, что на рассматриваемой акватории перспективность таких объектов не ниже. Однако, несмотря на более широкое развитие и значительно более благоприятное расположение терригенных ловушек, изученных на участках со сравнительно небольшими глубинами моря, существование в них достаточно больших залежей углеводородов

из-за незначительных размеров ловушек [2] представляется маловероятным.

В пределах рассматриваемой акватории основные возможности экономически рентабельной добычи нефти и газа, вероятно, следует связывать лишь с крупными залежами в предполагаемых карбонатных ловушках верхней юры и мела.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вейл П. Р., Митчем Р. М. мл. и С. Томпсон III. Относительные изменения уровня моря по береговому подошвенному налеганию // *Сейсмическая стратиграфия: использование при поисках и разведке нефти и газа.* — М.: Мир, 1982. — С. 127—159.
2. Сейсмофации и нефтегазоносность верхнепалеогеновых и неоген-четвертичных отложений российской части Черного моря / В. И. Головинский, Н. Ф. Кузнецова и др. // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* — 2002. — № 2. — С. 35—42.
3. Головинский В. И. Некоторые вопросы тектоники мезокайнозойских отложений северного обрамления Черноморской мегавпадины // *Геология и геохимия горючих ископаемых.* — Киев: Наукова думка, 1969. — Вып. 21. — С. 12—17.
4. Мейснер Л. Б., Туголесов Д. А. Флюидогенные деформации в осадочном выполнении Черноморской впадины // *Разведка и охрана недр.* — 1997. — № 7. — С. 18—21.
5. Шлезингер А. Е. Региональная сейсмостратиграфия. — М.: Научный мир, 1998. — 144 с.
6. Попович С. В. Геологические предпосылки нефтегазоносности северо-восточной части Черного моря // *Геология нефти и газа.* — 2000. — № 6. — С. 14—20.
7. Тектоника мезокайнозойских отложений Черноморской впадины / Д. А. Туголесов, А. С. Горшков, Л. Б. Мейснер и др. — М.: Недра, 1985. — 215 с.
8. Шульц С. С. Тектоника земной коры. — Л.: Недра, 1979. — 272 с.

УДК 553.98:528.7(202)(571.14)

**ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ДАННЫМ АЭРОКОСМИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ И ГИДРОДИНАМИКИ**

Н. П. Запивалов, О. А. Богатырева  
(Институт геологии нефти и газа СО РАН)

В долинах рек или в озерах, на пересечении с трещинно-разломными зонами карты масштаба 1:1 000 000, выявлены прогнозируемые нефтегазоносные участки. Дополнительный учет геолого-геофизических материалов поможет уточнить порядок их освоения.  
Predicted oil- and gas-bearing areas have been identified along the river valleys or in lakes at the intersection with fractured-faulted zones on the map of scale 1:1 000 000. Additional account of geologic-geophysical materials will help to refine the order of their development.

Потенциальные ресурсы углеводородного сырья Западной Сибири велики. В связи с этим можно утверждать, что этот регион в XXI в. останется главной нефтегазодобывающей провинцией России. Многими исследователями подчеркивается связь нефтегазоносности с современными движениями зем-

ной коры и в соответствии с этим для прогноза используются самые различные данные: космические и ландшафтные линейные, глубинная гидродинамика и поверхностная гидрогеология, а также инструментальные замеры современных вертикальных движений. Опыт применения ландшафтной и аэрокосмической информации для прогноза расположения месторождений углеводородов (УВ) использовался ранее в Пермском Приуралье (Богатырева, Дозорцев и др., 1983; Богатырева, Быков и др., 1987) и на юге Западной Сибири (Беляева, Запивалов, 1984; Беляева, Запивалов, Колмогорова и др., 1984). С применением именно такой методики было открыто Восточное месторож-

ление нефти в Новосибирской области, имеющее продуктивные пласты как в палеозое, так и в юре.

В основу комплексной методики прогноза перспективных участков положена концепция об открытых флюидодинамических системах, приуроченных к трещинно-разломным или флюидопроницаемым зонам (ФПЗ). ФПЗ являются зонами разуплотнения и активизации различных геологических процессов, но в первую очередь именно они служат флюидопроводящими каналами, т. е. зонами (очагами) разгрузки или питания. Градиентная напряженность и неустойчивость в таких системах создают длительные или мгновенные условия для формирования, расформирования или сохранения скоплений нефти и газа. Такой подход предопределяет разработку методики применения нестандартного набора параметров для оценки перспективности отдельных участков и территорий.

В результате дешифрования космических снимков выявлено отчетливое разломно-блоковое строение территории. Это подтверждается данными о новейших и современных движениях земной поверхности. Установлено проявление активных в новейшее время процессов в пределах ФПЗ. В этой связи важна роль глубинных разломов. «В основе применяемой с начала 1980-х гг. методики прослеживания разломов на глубины свыше 10 км в теле кристаллического фундамента методом отраженных волн лежит представление о разломах как реальных геологических образованиях» [1, с. 3].

Например, на юго-востоке Прикаспийской впадины корни большинства глубинных разломов прослежены сейсморазведкой до глубин 40...50 км (Ромашов, 1974).

Установлено, что относительно узкие (до 100 м) ФПЗ северо-западного простирания, относящиеся к категории взбросов, осуществляют активную взаимосвязь этажно-расположенных флюидонасыщенных комплексов отложений, а широкие (до 10 км) ФПЗ северо-восточного и субширотного направлений — сдвиги — характеризуются, как правило, гидродинамической пассивностью (Букреев, 1988). Однако дополнительные исследования показали, что крутопадающие разломы любых направлений образованы растяжениями и поэтому наиболее флюидопроницаемы, а наклонные, образованные сжатием, менее проницаемы [2]. Такие зоны по аналогии с Бельской впадиной Предуральяского прогиба и Прикаспийской впадиной могут быть отнесены к глубинным структурам (Волчегурский, Пронин, 1982) и представляются в виде линейных и изогнутых зон усиленной трещиноватости земной коры, вдоль которых фрагментарно развиты сбросы, сбросо-сдвиги и взбросо-надвиги амплитудой, составляющей метры или десятки метров (Кассин, Вохмянина и др., 1977).

«Наиболее благоприятными являются деформации растяжения, проявляющиеся, в первую очередь, при образовании положительных структур (выступов) фундамента и сопровождающиеся разрывными нарушениями типа сбросов. Участки наилучших коллекторских свойств локализуются в зонах максималь-

ной трещиноватости. Региональными диагностическими признаками таких зон в верхней части земной коры служат отрицательные гравиметрические аномалии и пониженные скорости сейсмических волн» [1, с. 6].

Наличие сети ФПЗ способствует образованию в толще пород флюидодинамических дрен, появлению вследствие этого гидрогеохимических, геотермических, космических и других аномалий [3, 4]. В этих зонах часто наблюдаются увеличение расхода воды в руслах рек (Башилов, Букреев и др., 1981) и формирование специфического рисунка современной гидрографической сети (Богатырева, Быков, 1990; Богатырева, 1992; Яценко, 1981).

Связь тектонофизики кристаллических пород фундамента с их коллекторскими свойствами и нефтегазоносностью установлена на ряде месторождений, описанных в отечественной и зарубежной литературе. К ним относятся нефтяные месторождения Оймаша и Северо-Ракушечное Южного Мангышлака Казахстана, Ист-Дельты Египта, Ла-Паза Венесуэлы, свода Амарильо в штате Техас и купола Джексона в Миссисипи США и др. [1].

Интересно утверждение о том, что «...в динамически напряженных зонах разломов, испытывающих постоянные сотрясения, породы остаются в разуплотненном состоянии и обеспечивают условия для миграции глубинных флюидов. В то же время более древние стабильные разломы залечиваются минеральными новообразованиями и превращаются в экраны, ограничивающие залежи» [5, с. 19].

Как правило, приточными для нефти и газа оказываются зоны максимальной трещиноватости на границах блоков или вблизи разломов непрерывного действия, зоны максимальных тектонических напряжений — растягивающих нагрузок — и градиентов вертикальных перемещений на приразломных участках новейшей тектоники. Именно эти участки представляются наиболее продуктивными, а пробуренные здесь скважины — высокодебитными.

Пример зависимости дебита нефти от расстояния до ближайшего разлома для трещиноватых известняков Северо-Ракушечного месторождения приведен на рис. 1.

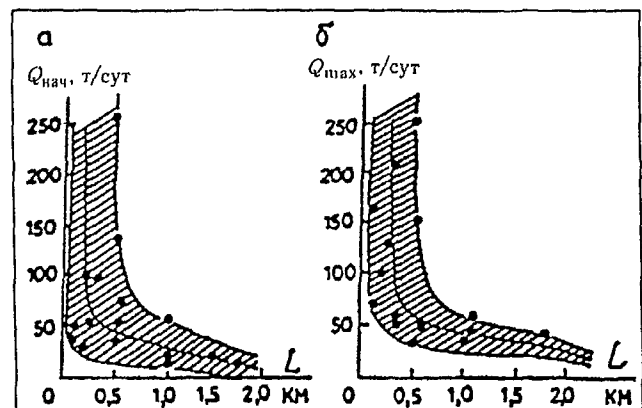


Рис. 1. Зависимость начального (а) и максимального (б) дебитов нефти от расстояния (L) до ближайшего разлома. Трещиноватые известняки юрско-триасового возраста Северо-Ракушечного месторождения [1]

На месторождении Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама) установлена приуроченность зон повышенной трещиноватости к активным тектоническим нарушениям или зонам тектонических узлов в погребенном выступе кристаллического гранитоидного фундамента [1].

Для отдельных регионов Западной Сибири проведен анализ гидродинамических типов месторождений УВ: для западной половины Томской области из 91 месторождения — 24 типа, для северо-запада Новосибирской области из 8 месторождений — 7 типов (Запывалов, Богатырева, 1996, 2000). Как следует из приведенных данных, наиболее многочисленны и разнообразны гидродинамические типы месторождений УВ западной половины Томской области. Объясняется это тем, что в результате тектонических процессов здесь образовалась густая сеть трещинно-разломных или флюидопроницаемых зон (ФПЗ). Движение крупных блоков земной коры, разделенных разломами, непосредственно приводит к антиклинальному изгибу пластов. Все это создает зону повышенного смятия осадочных пород вдоль региональных разломов. «Распределение количества антиклиналей по мере приближения к некоторым зонам разломов Западной Сибири, Средней Азии и Предкавказья показало, что в зоне разлома шириной до 30 км численность структур возрастает в 3...4 раза. В зонах разломов увеличивается также во много раз вероятность обнаружения крупных антиклиналей. Следовательно, зоны разломов по ряду особенностей своего строения и развития способствуют возникновению целого ассортимента ловушек. В зонах разломов они встречаются намного чаще. Вытягиваясь вдоль разломов, месторождения часто приходятся на узлы их пересечений. Особенно это хорошо заметно в Среднем Приобье» [6, с. 112, 116—117].

Из этих материалов следует, что не только залежи УВ, но и сами сводовые ловушки (антиклинали) контролируются разломами.

По аналогии с другими районами, в том числе с известными месторождениями УВ в Среднем Приобье, можно сделать вывод, что именно территории интенсивной пересеченности тектоническими нарушениями и активной миграции по ним подземных флюидов отличаются повышенной продуктивностью и представляют наибольший интерес в отношении перспектив нефтегазоносности [7]. В зонах пересечения этих нарушений на юге Западной Сибири прогнозируются месторождения УВ, экранируемые ФПЗ, и «гидравлической тени» [8].

Изучаемая территория относится к южному крылу Западно-Сибирского бассейна равнинного типа с внутренними зонами создания напоров и разгрузки подземных вод, совпадающей с долинами крупных рек — Оби, Иртыша и их притоков [9]. Хотя восходящая фильтрация, по-видимому, остается господствующей (Клещев, Петров и др., 1995; Клубова, 1995), латеральная миграция подземных флюидов по комплексам отложений под слоями (прослоями)

аргиллитов и(или) глинистых известняков в отдельных интервалах разреза тоже вызывает образование проницаемых зон и обуславливает накопление УВ в ловушках перед относительными экранами — ФПЗ.

Фиксация залежей УВ при этом объясняется проявлением фильтрационного эффекта вдоль этих ослабленных зон (Карцев, 1972) или экранирования разрывными нарушениями определенной направленности. Доминирующее влияние ориентировки тектонических нарушений на образование и размещение месторождений УВ в Западно-Сибирском бассейне подтверждается существованием различных их гидродинамических типов, связанных с отрезками русел рек и(или) с ФПЗ [10—12].

Для установления этих типов в расположении месторождений УВ изучаемых районов анализировали ориентировку ФПЗ, направления латерального движения подземных вод и размещение месторождений. Для этого использовали карты масштаба 1:1 000 000 — топографические, тектонические и карты размещения известных месторождений УВ. Месторождения, расположенные в плане в долинах рек, относили к связанным с реками, месторождения в пределах тектонических нарушений — к связанным с ФПЗ и месторождения, связанные с двумя предыдущими и другими факторами, — к переходным типам. Направления латерального движения подземных флюидов [9] уточняли по топографической карте: региональные намечались от Сибирских увалов, гряд и возвышенностей субмеридионально к долинам Оби и Иртыша, местные — к долинам мелких рек — Пура, Васюгана, Ваха, Тыма, Тары, Оми и др.

С целью определения перспектив нефтегазоносности на недостаточно изученных площадях восточной части Томской области составлена карта масштаба 1:1 000 000. Она получена наложением карты



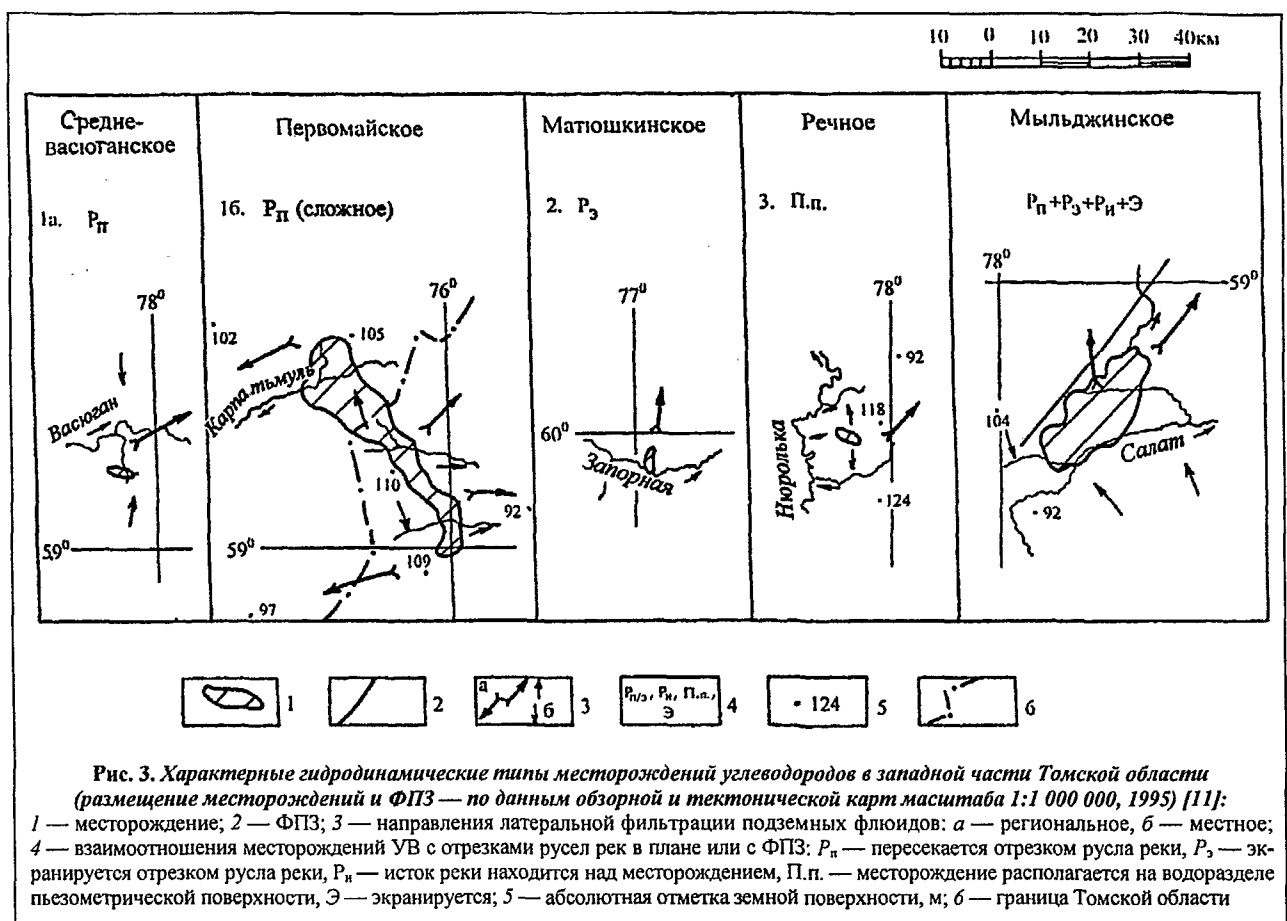


Рис. 3. Характерные гидродинамические типы месторождений углеводородов в западной части Томской области (размещение месторождений и ФПЗ — по данным обзорной и тектонической карт масштаба 1:1 000 000, 1995) [11]:

1 — месторождение; 2 — ФПЗ; 3 — направления латеральной фильтрации подземных флюидов: а — региональное, б — местное; 4 — взаимоотношения месторождений УВ с отрезками русел рек в плане или с ФПЗ:  $P_П$  — пересекается отрезком русла реки,  $P_3$  — экранируется отрезком русла реки,  $P_П$  — исток реки находится над месторождением, П.п. — месторождение располагается на водоразделе пьезометрической поверхности, Э — экранируется; 5 — абсолютная отметка земной поверхности, м; б — граница Томской области



Рис. 4. Схема гидродинамических типов известных нефтегазовых месторождений северо-западной части Новосибирской области [8]:

1 — месторождение; 2 — трещинно-разломные зоны (ТРЗ); 3 — направления латеральной фильтрации подземных флюидов: а — региональное, б — местное; 4 — взаимоотношения месторождений УВ с ТРЗ или с отрезками русел рек в плане: П — пересекается, Э — экранируется,  $P_П$  — пересекается отрезком русла реки, ГТ — «гидравлической тени»

разломов по данным аэрокосмической информации на топографическую основу.

Как указывалось выше, исследуемая территория относится к Западно-Сибирскому бассейну равнинного типа с разгрузкой подземных вод, совпадающей с долинами крупных рек — Оби, Чулыма, Томи и их притоков.

Исследования показали, что в Западно-Сибирском бассейне преобладают месторождения УВ, «связанные» в плане с реками и составляющие 75...85 %

от их общего числа [12]. Они располагаются вдоль русел рек по ослабленным зонам и зонам разломов. Поэтому на указанной карте по долинам рек выделены участки с точками пересечения речных русел разломами — одиночными, групповыми (очагами) или с линиями пересечения разломами (зонами), где в недрах в ловушках прогнозируются нефтегазовые залежи (рис. 2). Но в связи с различной достоверностью тектонических нарушений (уверенной, менее уверенной и предположительной) участки разделены по различной очередности разведки на участки 1, 2, 3 и 4-й очереди.

В северо-восточной части восточной половины Томской области преобладают участки 1-й очереди, по всей территории исследования распространены участки 2-й очереди и в южной — участки 3-й и 4-й очередей.

Перспективные нефтегазоносные участки могут иметь разные размеры и форму, такие, как, например, в западной половине Томской области или в северо-западной части Новосибирской области (рис. 3, 4) [8, 11].

## Выводы

1. Для быстрейшего выявления месторождений углеводородного сырья в слабоизученных районах Западной Сибири необходим динамический прогноз их размещения.

2. Исходя из концепции об открытых флюидонасыщенных системах, приуроченных к трещинно-разломным или флюидопроницаемым зонам (ФПЗ), очаги (зоны) разгрузки подземных флюидов в долинах рек или в озерах на пересечении с разломами будут относиться к прогнозируемым нефтегазоносным участкам.

3. Дополнительный учет геолого-геофизического материала по намеченным перспективным участкам поможет уточнить порядок их освоения.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Поспелов В. В. О формировании трещинных коллекторов в гранитоидных породах фундамента // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2000. — № 6. — С. 2—6.
2. Надвиговая природа дизъюнктивных валов Нижне-Камского нефтеносного района Татарши по геофизическим и буровым данным / М. А. Камалетдинов, В. П. Степанов, С. Ю. Ненароков и др. // Шарьирование и геологические процессы. — Уфа: Уф НЦ РАН, 1992. — С. 11—18.
3. Гидрогеологические условия формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области / М. И. Зайдельсон, А. И. Чистовский, Е. А. Барс и др. — М.: Недра, 1973. — 233 с.
4. Клопов А. Л. Космографические разрывные структуры Западно-Сибирской плиты // Нефтегазоносность северных районов Западной Сибири. — Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1986. — С. 162—169.
5. Шахновский И. М. Современные представления о генезисе нефтяных и газовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1999. — № 7. — С. 17—22.
6. Гаеврилов В. П. Феноменальные структуры Земли. — М.: Недра, 1978. — 144с.
7. Термобарические и геохимические закономерности поведения углеводородных систем на различных глубинах осадочной толщи / Т. П. Сафронова, З. В. Якубсон и др. // Нефтегазоносность недр России. — М., 1995. — Ч. 1. — С. 12—27.
8. Запивалов Н.П., Богатырева О.А. Динамика флюидонасыщенных систем фанерозоя юга Западной Сибири, их связь с нефтегазоносностью // Изв. вузов. Нефть и газ. — Тюмень, 2001. — № 3. — С. 10—17.
9. Ресурсы пресных и маломинерализованных подземных вод южной части Западно-Сибирского бассейна / И. М. Земскова, Ю. К. Смоленцев, М. П. Полканов и др. — М.: Недра, 1991. — 280 с.
10. Запивалов Н.П., Богатырева О.А. Типизация месторождений углеводородов по гидродинамическим факторам в центральной части Западно-Сибирского бассейна (Ноябрьский район) // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1999. — № 10. — С. 10—13.
11. Запивалов Н.П., Богатырева О.А. Гидродинамические типы месторождений углеводородов Васюганской гряды Западно-Сибирского бассейна (западная часть Томской области) // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2000. — № 3. — С. 27—32.
12. Запивалов Н.П., Богатырева О.А. Сравнительная характеристика гидродинамических типов месторождений углеводородов Западно-Сибирского артезианского бассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2000. — № 10. — С. 13—17.

УДК 553.98.061.3

## НЕКОТОРЫЕ ДИСКУССИОННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

И.М. Шахновский  
(ИПНГ РАН)

Отстаивается вывод о молодом поздне-третичном возрасте и глубинном абиогенном генезисе всех видов скоплений УВ, включающих месторождения нефти, газа, битумов и горючих сланцев. Приводятся данные, позволяющие предположить, что уголь так же, как и нефть, имеет глубинное гидротермальное происхождение.

The conclusion about neanic, late tertiary, age and bathygenic, abiogenic, genesis of all types of HC accumulations, including oil, gas, bitumen and combustible shale fields is defended. Data, allowing to suppose that coal as far as oil has bathygenic hydrothermal origin, are adducted.

## 1. Происхождение месторождений нефти и газа

Общеизвестно, что в нефтяной геологии на протяжении большей части XX в. отмечалось противостояние двух альтернативных концепций нефтеобразования. Органическая, или осадочно-миграционная, теория базируется на представлении о том, что рассеянное в горных породах органическое вещество (РОВ) на определенных глубинах и при

определенных температурах генерирует частицы рассеянной микронепфти. Предполагается, что в процессе первичной миграции происходит движение этих микрочастиц из нефтематеринских пород в коллекторы, в процессе вторичной миграции — концентрация и аккумуляция углеводородов (УВ) в залежи. Точка зрения о неорганическом, или абиогенном, генезисе УВ основана на представлении о том, что их образование происходит в глубинных мантийных очагах вследствие неорганического синтеза, без участия нефтематеринских пород, и не связана с процессами генерации РОВ. Казалось бы, что в столетнем научном споре окончательно победила органическая теория происхождения нефтяных