

ISSN 0202—5035

**СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
БАЖЕНИТОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

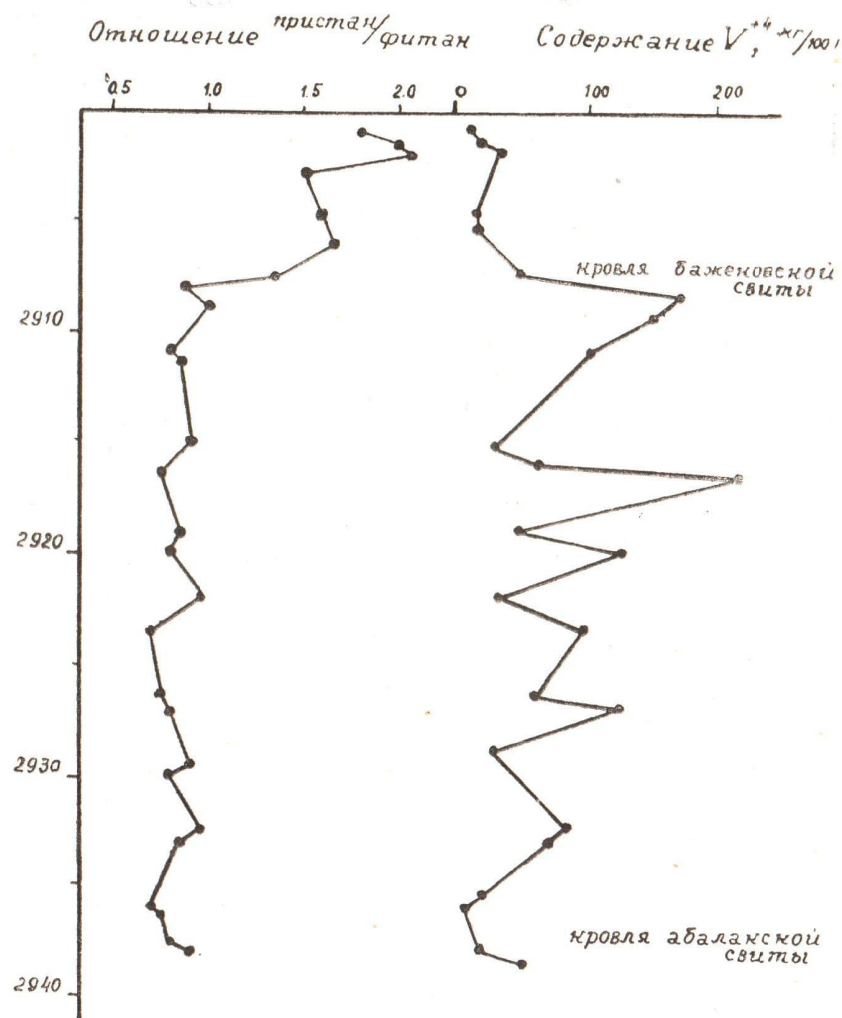


Рис. 2. Изменение отношения пристана к фитану и содержания ванадия в экстрактах по разрезу баженовской свиты (скв. 123 Салымского месторождения).

баженовской свиты различного состава. Решение этой задачи будет зависеть, с одной стороны, от результатов качественных испытаний новых скважин, а с другой — от расширения объема аналитической информации. Не вызывает сомнения лишь вывод о том, что нефти баженовской свиты сингенетичны вмещающим отложениям. Наиболее вероятной причиной неоднородности состава неф-

тей в залежи является микрофациальная изменчивость баженовской свиты по площади и разрезу.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гончаров И. В., Рыльков А. В. Изопrenoидные углеводороды нефтей. — В кн.: Молекулярная геохимия нефтегазоносных отложений Зап. Сибири баженовской свиты Салымского месторождения. Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень, 1982, вып. 174, с. 52.
2. Климушина Л. П., Гусева А. Н. Нефти баженовской свиты Салымского месторождения. — В кн.: Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М., Недра, 1980, 95 с.
3. Москвин В. И. О некоторых явлениях, сопутствующих нефтеобразованию в баженовской свите Западной Сибири. — Геология и геофизика, 1983, № 11, с. 54—60.

М. Ю. ЗУБКОВ, В. А. ЕРШОВ,
А. Х. ШАКИРОВА, И. А. ПРЯМОНОСОВА

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА И ГЕНЕРАЦИИ БИТУМОИДОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Битуминозные отложения баженовской свиты не только богаты нефтематеринскими породами, но и нефтемещающими, поэтому генерация битумоидов и формирование фильтрационно-емкостных свойств в отложениях являются взаимосвязанными процессами, что подчеркивается большинством исследователей [3, 4, 6, 7, 8].

В свою очередь, интенсивность генерации битумоидов, их состав, а также преобразование исходного ОВ и формирование емкостного пространства в битуминозных отложениях в наибольшей степени зависят от пластовой температуры.

Исследованиям нефтей из битуминозных отложений баженовской свиты и особенно Салымского месторождения уделено большое внимание в ряде статей и фондовых работ [1, 2, 6, 7 и др.], поэтому отметим лишь основные особенности их состава и свойств.

В общих чертах нефти баженовской свиты подобны нефтям выше- и нижезалегающих горизонтов. Однако некоторые из них (нефти Баклянского, Восточно-Моисеевского и Мултановского месторождений) явно отличаются своими физико-химическими свойствами и от нефтей баженовской свиты (пласт Ю₀) других месторождений и от нефтей ближайших нефтеносных горизонтов, например Ю₁ (васюганская свита). Отмеченные различия нарастают в южном направлении от Мултановской к Восточно-Моисеевской и далее Баклянской площади.

Плотность нефтей из отложений баженовской свиты на отмеченных площадях выше плотности верхнеюрских примерно на 0,02—0,08 г/см³, содержание серы — на 0,3—1, смол — на 7—20, ас-

фальтенов — на 0,1—3, а парафинов — на 0,1—2,5%. Характерно, что эти месторождения расположены в зонах с пониженной пластовой температурой. Отмеченная закономерность сохраняется в пределах месторождения Большой Салым и собственно Салымского месторождения — в наиболее «горячих» районах отмечаются самые легкие, малосмолистые и низкосерпистые нефти, хотя эта связь в последнем случае носит более сложный и не вполне однозначный характер.

Распределение парафинов не имеет четкой связи с температурой.

Групповой состав также изменяется в зависимости от пластовой температуры вполне закономерно. С ее ростом в интервале от 90 до 125°C уменьшается относительное содержание ароматических и нафтеновых углеводородов с 20,3 до 11,9 и с 34,2 до 29,5% соответственно. Доля метановых углеводородов, наоборот, возрастает примерно с 45,6 до 58,4%.

Наиболее глубоко метаморфизованы нефти Салымского месторождения, особенно из высокотемпературной зоны. Они характеризуются высоким газовым фактором (до 220 м³/т), богаты легкокипящими фракциями. Интересно, что, несмотря на низкое абсолютное содержание ароматических УВ в Салымских нефтях, их низкокипящие фракции (до 150°C) обогащены по сравнению с таковыми нефтей других месторождений легкими ароматическими УВ, что, по-видимому, также является дополнительным свидетельством их сильного термического преобразования. Флюоресценция легких аренов, вероятно, и обуславливает специфический зеленоватый оттенок Салымских нефтей.

Исследование рассеянных в отложениях баженовской свиты битумондов путем спиртобензольной экстракции с последующим анализом экстрактов методом газожидкостной хроматографии показало, что с ростом пластовой температуры происходит увеличение общего содержания УВ и гетеросоединений в породе. Однако рост концентрации низко- и среднемолекулярных УВ опережает увеличение содержания тяжелых УВ и гетеросоединений, что приводит к относительному обогащению экстрактов углеводородами, особенно низкомолекулярными.

В среднем содержание УВ (до С₂₅) с ростом температуры от 80 до 130°C увеличивается с 13 до 40%, а концентрация высокомолекулярных УВ (С₂₅) и гетеросоединений (смола и асфальтены) соответственно уменьшается с 87 до 60%. Учет открытой пористости, существующей в образцах битуминозных отложений, изменяет полученную зависимость. В этом случае при температуре 95—100°C и более отмечается заметное увеличение доли УВ в составе рассеянных битумондов (почти до 60% при пластовой температуре около 130°C).

Экстраполяция полученных кривых в область более низких и более высоких температур показывает, что битумены при темпе-

ратурах ниже 40—45°C будут состоять практически полностью из высокомолекулярных УВ с преобладанием гетеросоединений при следовых концентрациях легких УВ.

Наоборот, при высоких пластовых температурах происходит исчезновение в составе битумондов тяжелых УВ и гетеросоединений и при температуре около 180°C рассеянные битумонды будут представлены одними углеводородами, причем, по-видимому, с С₁ по С₁₆ с быстрым уменьшением относительного содержания более тяжелых углеводородов.

Характер распределения углеводородов в исследованных экстрактах в целом довольно схож: максимальное содержание характерно для углеводородов с С₉ по С₁₄, С₁₇, иногда С₁₉, С₂₀, редко С₂₂.

Различия в содержаниях легких УВ, по-видимому, объясняются главным образом степенью герметичности пор, в которых они находятся. Так, высокая открытая пористость салымских образцов (до 8%), возникающая за счет испарения легких фракций, обуславливает относительное обогащение более высокомолекулярными УВ. Наоборот, в образцах с минимальной открытой пористостью, например, с Солкинского месторождения (около 0,1%) максимум приходится на самые легкие УВ — с С₁₉ по С₁₁.

Несмотря на относительное увеличение доли более легких УВ в спиртобензольных экстрактах из образцов, находящихся при более высоких пластовых температурах, и потерь легких фракций при отборе и хранении керна, основные закономерности в распределении УВ все-таки сохраняются (рис. 1). Так, в большинстве экстрактов отмечается локальный максимум, приходящийся на углеводороды С₁₃—С₁₄.

В большинстве образцов повышено содержание углеводородов С₁₇. Исключением из этого правила являются экстракты Южно-Балыкского, Правдинского, Северо-Покурского и Ватинского месторождений. Почти для половины экстрактов характерно повышенное содержание углеводородов С₁₉ и всего для трех образцов (из 25) — С₂₀ (Тепловское, Толумское месторождения). В трех образцах (Тепловское, Толумское и Аганское) фиксируется повышенное содержание углеводородов С₂₂.

Важно, что локальный максимум, приходящийся на углеводороды С₁₃—С₁₄ отмечается и в салымской нефти (см. рис. 1). Сходное распределение углеводородов в образцах (экстрактах), отобранных на обширной площади района Широного Приобья, и в салымской нефти, указывает на их общее генетическое родство и общий источник — ОВ битуминозных отложений и полностью исключает предположения об аллохтонном происхождении битумондов в отложениях баженовской свиты.

Параллельно с исследованием рассеянных битумондов анализировалась степень превращения керогена (термическим методом на дериватографе), которая определялась по величине эндоэффек-

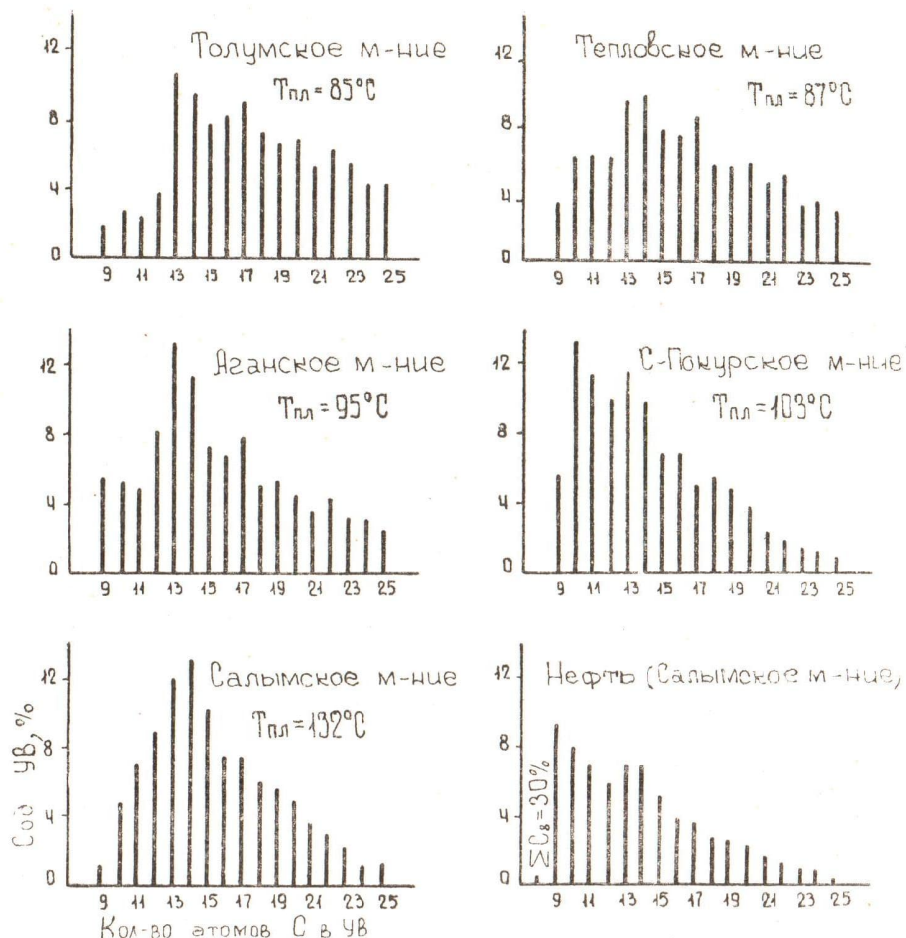


Рис. 1. Распределение углеводородов в экстрактах из битуминозных отложений баженовской свиты, находящихся при различных пластовых температурах, и в нефти Салымского месторождения.

та, выходу летучих и соответствующим потерям веса ($T \sim 550^\circ\text{C}$).

Термические исследования сапропелевых сланцев, и особенно углей, показали, что по мере их преобразования, связанного главным образом с повышением пластовой температуры, вызванного погружением осадочных толщ, происходит уменьшение эндоэффекта и смещение его в более высокотемпературную область.

Однако согласно нашим исследованиям смещение эндоэффекта невелико (на $10\text{--}15^\circ$). В образцах из баженовской свиты с наиболее метаморфизованным керогеном (в пластовых условиях

температура 100°C и более) появляется второй эндоэффект — около 620°C , который с ростом пластовой температуры и соответственно степени преобразования ОВ увеличивается по интенсивности, а первый эндоэффект (около 550°C) уменьшается и постепенно поглощается вторым. В наиболее преобразованных образцах Салымского месторождения с пластовой температурой около 130°C первый эндоэффект практически исчезает и остается лишь второй. Важно, что, несмотря на довольно значительную величину второго эндоэффекта, потери веса в этом интервале температур невелики, а это указывает на разрыв связей с высокой удельной энергией диссоциации.

По-видимому, первый эндоэффект (550°C) отвечает отрыву преимущественно алифатических углеводородов, у которых энергия диссоциации связей C—C , C—O , C—H , C—N лежит в широком интервале от 20 до 100 ккал/моль (более длинные цепи характеризуются меньшими энергиями диссоциации).

Второй эндоэффект (620°C), скорее всего, связан с разрушением более прочных связей, в которых участвуют циклические и особенно ароматические УВ. Для последних энергия диссоциации связей C—C , C—O , C—H , C—N изменяется от 70 до 130 ккал/моль.

Если предположения верны, то в структуре керогена, входящего в состав битуминозных отложений баженовской свиты и находящегося в условиях с пластовыми температурами около 100°C и более появляются участки, в которых отмечается сближение циклических УВ до длины одного алифатического звена, причем относительная доля коротких алифатических цепочек, остающихся в его структуре, с ростом пластовой температуры постепенно увеличивается.

Можно предположить, что увеличение доли связей ароматических УВ с повышением пластовой температуры происходит не только за счет значительной ароматизации структуры остающегося керогена, но и вследствие обратной хемосорбции крупных блоков с циклическими УВ из рассеянных битумоидов на «оголяющейся», постепенно графитизирующейся керогеновой матрице, что должно в конечном счете несколько увеличить долю инертной части керогена. Поэтому нефтегенерационные свойства керогена будут зависеть и от степени эмиграции — при замедленной эмиграции образующихся битумоидов нефтегенерационный потенциал керогена снижается.

Для определения темпов генерации битумоидов керогеном, входящим в состав битуминозных отложений, была построена зависимость степени его превращения от пластовой температуры. Под степенью превращения понималось следующее выражение

$$K = \frac{C_{\text{гек}} - C_{\text{тек}}}{\text{ОВ}_{\text{гек}}}$$

где $C_{исх}$ — исходный выход летучих (до начала нефтегенерации), а $C_{тек}$ — текущая величина выхода летучих, $ОВ_{исх}$ — исходное содержание ОВ (до начала нефтегенерации). Для определения $ОВ_{исх}$ и $C_{исх}$ принималось, что в соответствии с данными [10] максимальная степень превращения керогена K_{max} , содержащегося в отложениях баженовской свиты, может изменяться примерно от 0,7 до 0,6.

Были получены следующие уравнения, связывающие K с пластовой температурой, при условии, что $K_{max}=0,7$.

$$K=0,7-\exp(-0,0306 T^{\circ}C+1,18),$$

а при $K_{max}=0,6$;

$$K=0,6-\exp(-0,0328 T^{\circ}C+1,64).$$

Исходя из этих уравнений были определены начальные температуры нефтегенерации, полученные из условия $K=0$ и равные 51 и 65°C, при $K_{max}=0,7$ и 0,6 соответственно (рис. 2, 4 — сплошная линия).

Однако поскольку интервал изменений энергий диссоциации связей между УВ молекулами чрезвычайно широк, можно предположить наличие более сложной связи $K-T^{\circ}C$ в низкотемпературной области. Отсутствие фактических данных для пластовых температур ниже 79°C не позволяет сделать это строго, поэтому ограничимся оценочными построениями (рис. 2, 4 — пунктирная линия), основанными на общих кинетических закономерностях.

Построив зависимость dK/dT от T , легко выделить область интенсивного нефтеобразования (главную «зону» или «фазу» нефтегенерации), что хорошо видно на рис. 3, 5. Этот же график, по-видимому, будет характеризовать распределение энергий диссоциаций молекул, входящих в мобильную часть керогена, только в этом случае по абсциссе расположатся энергии диссоциации связей, имеющихся в керогене, а по ординате — их относительное количество.

При анализе величины открытой пористости в зависимости от степени превращения керогена была обнаружена положительная связь между этими величинами (коэффициент корреляции около 0,5), которая, по-видимому, объясняется формированием вторичной пористости за счет преобразования исходного ОВ в битумоиды.

На основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Характер изменения физико-химических свойств и состава баженовских нефтей в зависимости от пластовой температуры в общих чертах сходен с таковым для выше- и нижележащих продуктивных горизонтов, т. е. с ростом пластовой температуры происходит уменьшение плотности нефти, снижение содержания асфальтосмолистых компонентов, увеличение доли метановых УВ и соответственное снижение нафтеновых и ароматических.

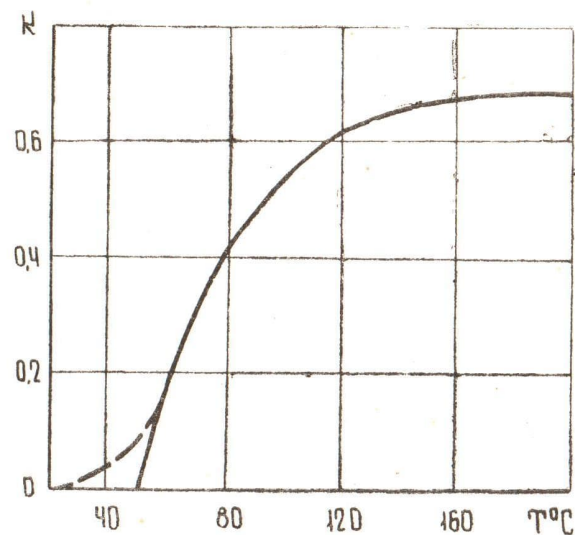


Рис. 2. Изменение степени преобразования ОВ в зависимости от пластовой температуры (при $K_{max}=0,7$). Пунктирной линией показан предполагаемый ход зависимости для низкотемпературной ее части.

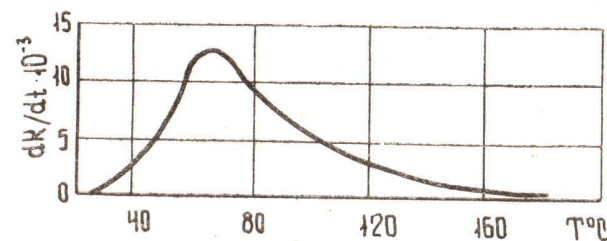


Рис. 3. Зависимость интенсивности изменения степени преобразования ОВ от пластовой температуры.

2. Сходство характера распределения УВ, входящих в состав рассеянных битумоидов, содержащихся в породах баженовской свиты различных районов, а также нефти Салымского месторождения (за исключением легких фракций) указывает на их общее генетическое родство и исключает возможность аллотипного происхождения.

3. Результаты анализа изменения степени превращения керогена с ростом пластовой температуры показывают, что существует экспоненциальная связь между этими величинами, позволя-

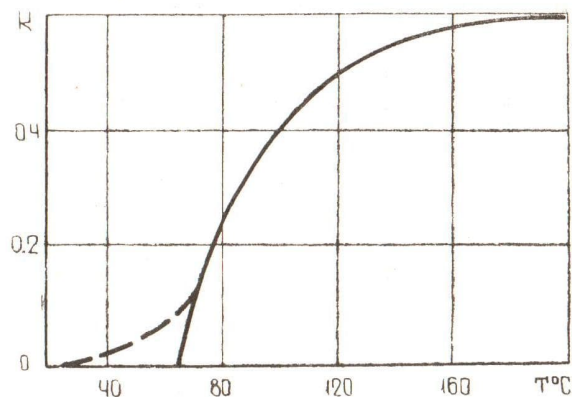


Рис. 4. Изменение степени преобразования ОВ в зависимости от пластовой температуры (при $K_{\max} = 0,6$). Пунктирной линией показан предполагаемый ход зависимости для низкотемпературной ее части.

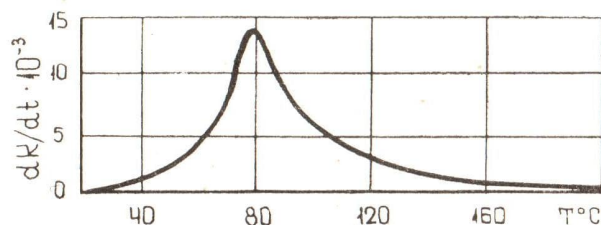


Рис. 5. Зависимость интенсивности изменения степени преобразования ОВ от пластовой температуры.

ющая грубо оценить начальные температуры нефтегенерации в битуминозных отложениях баженовской свиты.

4. По мере увеличения пластовой температуры происходит структурная перестройка керогена, заключающаяся в обогащении его структуры прочными связями, по-видимому, вследствие относительного увеличения доли циклических молекул с небольшим числом коротких алифатических цепочек.

5. Слабая положительная связь открытой пористости и пластовой температуры указывает на формирование вторичной емкости за счет преобразования исходного ОВ в битумонды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арефьев О. А., Гуляева Н. Д., Петров А. А. Сравнительное изучение углеводородного состава битумондов баженовской свиты и нефтей Западной Сибири. — В кн.: Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. Труды ИГиРГИ. М., 1980, с. 120—127.

2. Белецкая С. Н., Сергеев Л. И. Характеристика миграционных процессов в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири. — В кн.: Условия нефтегазоносности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите. Труды ВНИГРИ. Л., 1980, с. 101—114.

3. Бенсон С. Термохимическая кинетика. М., Мир, 1971, 308 с.

4. Гурари Ф. Г., Гурари И. Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири. — Геология нефти и газа, 1974, № 5, с. 36—40.

5. Зарипов О. Г., Сонич В. П., Зубков М. Ю. Региональная перспективность отложений баженовской свиты Западной Сибири. — В кн.: Исследования в области геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень, 1982, с. 132—144.

6. Климушина Л. П., Гусева А. Н. Нефти баженовской свиты Салымского месторождения. — В кн.: Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. Труды ИГиРГИ. М., 1980, с. 95—119.

7. Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975, 680 с.

8. Краснов С. Г., Беликова А. Р. и др. Условия формирования автохтонных нефтяных залежей баженовской свиты Западной Сибири. — Геол. и геофиз., 1981, № 10, с. 3—10.

9. Нестеров И. И. Нефтегазоносность битуминозных глин баженовской свиты Западной Сибири. — Советская геология, 1980, № 11, с. 3—10.

10. Тиссо Б., Вельте Д. Происхождение и распространение нефти. М., Мир, 1981, 580 с.

Г. В. ЛЕБЕДЕВА

ПОИСКОВЫЕ КРИТЕРИИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ДОМАНИКИТАХ (НА ПРИМЕРЕ СИБИРИ, ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ, ВОСТОЧНЫХ КАРПАТ И ПРЕДКАВКАЗЬЯ)

Под доманикитами мы понимаем дисперсные породы различного состава, обогащенные сапропелевыми ОВ ($C_{\text{орг}}$ 5—20% к концу стадии ПК). Большое число публикаций, посвященных этим породам, обусловлено тем, что: 1) они слагают важнейшие нефтематеринские свиты и 2) с каждым годом растет число открываемых в них нефте- и газопроявлений, а нередко и промышленных залежей. Перспективная оценка объектов, из которых получают притоки УВ, прямо связана с характером коллекторов [6, 7, 8, 16, 19, 20 и др.]. Исследованиями многих авторов установлено, что коллекторы в доманикитах относятся к трещинно-поровому типу, причем основной емкостью являются мелкие поры различных морфологии и происхождения, а проницаемость пород определяется трещинами и щелевидными порами [12].

Анализ материалов по доманикитам из различных осадочных бассейнов мира, по-видимому, свидетельствует о существовании в них двух генетических типов скоплений УВ: автохтонных и эпигенетических. Промышленные залежи, вероятно, являются почти только автохтонными. Их формирование вкратце таково [12]: На определенных этапах преобразования сапропелевого ОВ ($МК_1$ —