

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ РСФСР
ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ
(ЗапСибНИГНИ)

**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОГРЕСС
ПРИ ПОИСКАХ И ОСВОЕНИИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Сборник научных трудов
Выпуск 63

Тюмень, 1984

интервале от Q_1 до Q_2 . Соответствующее управляющее решение о продолжении поисковых работ зависит от конкретной экономики района, наличия созданных баз и т. д.

Обычно в среднем, если вероятность обнаружения месторождения с запасами в 10 млн. т нефти меньше 0,2, то поиск прекращают. При этом в 2 случаях из 10 рискуют не открыть реально существующее месторождение с запасами в 10 млн. т.

Таким образом, адаптивно-генетическая методика оценки перспективности ловушек позволяет рассчитывать перспективные запасы и определять надежность этих расчетов до проведения буровых работ, корректировать оценки в процессе проведения поисковых работ. Предлагаемая характеристика степени перспективности — вероятность обнаружения залежи, имеющей промышленное значение, — может служить критерием, определяю-

щим момент прекращения на той или иной площади поисковых работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кунин Н. Я., Красильникова Т. Б. Методика вероятностно-аналитического прогноза числа и размеров нефтегазоперспективных антиклинальных структур в платформенных регионах. — Геология нефти и газа, 1980, № 4, с. 15—22.
2. Мясникова Г. П., Шпильман В. И. Метод оценки выдержанности покрышки. — В кн.: Пути повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири, Тюмень, 1977, с. 7—9.
3. Оценка перспективности структур на основе моделирования процессов формирования залежей углеводородов. Труды ЗапСибНИГНИ, 1975, вып. 99, с. 1—100. Авт.: В. И. Шпильман, Г. И. Плавник, Л. Г. Судат и др.

УДК 553.98.061.4:551.762.3(571.1)

М. Ю. Зубков, В. А. Ершов,

И. А. Прямоносова, А. Х. Шакирова

ГЕНЕРАЦИЯ БИТУМОИДОВ И ФОРМИРОВАНИЕ ЕМКОСТНОГО ПРОСТРАНСТВА В ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Формированию емкостного пространства и фильтрационных свойств в битуминозных отложениях баженовской свиты посвящено много публикаций [1—5, 8, 9 и др.]. По мнению большинства исследователей, фильтрационные свойства битуминозных отложений обусловлены нефтеразрывом, происшедшим в породах по мере их погружения вследствие генерации жидких и газообразных углеводородов (УВ) из исходного органического вещества (ОВ). Наиболее благоприятными для возникновения нефтеразрыва считаются микрослоистые глины из-за сильной анизотропии их прочностных свойств [1, 2, 4, 5, 8, 9].

При объяснении емкостных свойств битуминозных отложений баженовской свиты многие исследователи уделяют основное внимание процессам преобразования исходных минералов и ОВ по мере их погружения [1—5, 8, 9 и др.].

Несмотря на то, что большинство исследователей считают нефть, содержащуюся в битуминозных отложениях, сингенетичной, т. е. являющейся продуктом преобразования исходного ОВ, количественные оценки возникающей в результате этого процесса емкости ими не приводятся. Поэтому в настоящей статье будут рассмотрены особенности формирования вторичной емкости при преобразовании исходного ОВ в битумоиды, а также изменение

величины пористости и состава генерируемых битумоидов в зависимости от самого важного с термодинамической и кинетической точки зрения параметра — пластовой температуры.

Субширотное расположение выбранных скважин (район Широкого Приобья) облегчает решение поставленной задачи, так как дает возможность проанализировать образцы из баженовской свиты, залегающие на разных глубинах и при разных пластовых температурах (рис. 1, табл. 1).

Исследование РОВ, содержащегося в осадочных породах, обычно проводится традиционным способом, например, в соответствии с методикой, описанной в работе [7], однако, высокая концентрация ОВ в отложениях баженовской свиты позволила изменить методику исследования и, в частности, применить термический анализ. Термический анализ экстрагированных образцов на дериватографе дал возможность определить для них величину выхода летучих, которая с некоторыми поправками может характеризовать остаточный нефтегенерационный потенциал (С_г) [10].

По данным элементного анализа кероген баженовской свиты относится ко II типу [10] и, следовательно, в случае преобразования способен выделить в среднем от 60 до 70% битумоидов от его ис-

Результаты геохимических и петрофизических исследований образцов из битуминозных отложений баженовской свиты

Месторождение	Скв.	Глубина отбора образца, м	ОВ _д (дебитуминированное), %	Содержание битуменов, С ₀ , %	Открытая пористость, %	Остаточный нефтенерационный потенциал, С ₁ , %	ОВ исходное с учетом первоначального веса образца, %	Объем пор, образующихся за счет преобразования ОВ, %	Количество генерированных битуменов, %	Коэффициент остаточной нефтенерации, К _{он}	Пластовая температура, °С
Южно-Балыкское	1174	2884	19,6	1,4	10,0	7,3	34,0	31,0	21,4	0,18	93
Южно-Балыкское	1174	2890	21,5	1,5	5,0	7,1	38,2	34,0	26,3	0,15	94
Правдинское	1287	2810	17,9	1,1	2,8	5,1	33,6	33,0	23,0	0,13	97
Правдинское	1287	2805	16,5	1,5	2,1	5,8	30,2	29,0	19,2	0,16	96
Тепловское	274	2816	13,0	2,0	3,2	6,0	23,2	24,0	12,5	0,23	87
Тепловское	274	2810	7,7	2,3	1,47	2,5	16,1	18,0	9,6	0,14	86
Толумское	1533	1824	3,8	1,2	4,0	1,1	9,2	13,0	5,7	0,11	85
Мыхпайское	793	2505	15,8	2,2	0,3	7,0	26,3	23,0	13,5	0,24	83
Аганское	29	2589	11,1	1,9	0,9	4,7	20,0	20,5	10,5	0,21	95
Салымское	569	2946	8,4	0,6	8,0	1,1	21,0	28,0	15,9	0,05	132
Салымское	120	2816	7,2	0,8	7,5	1,4	17,3	24,0	12,1	0,08	130
Даниловское	10022	1728	3,7	0,3	4,7	1,61	5,0	3,3	1,3	0,32	79
Северо-Покурское	408	2555	9,5	0,5	1,23	3,9	17,2	18,0	9,2	0,21	103
Ватинское	815	2529	7,2	0,8	2,7	2,4	14,8	17,0	8,8	0,15	101
Южно-Сургутское	853	2817	16,7	1,3	1,7	7,7	26,6	22,0	13,1	0,26	84
Солкинское	1153	2753	5,8	0,2	0,1	2,0	11,9	14,5	6,9	0,15	82

Примечание: расчеты проведены для модели с максимальной степенью превращения ОВ, равной 0,7.

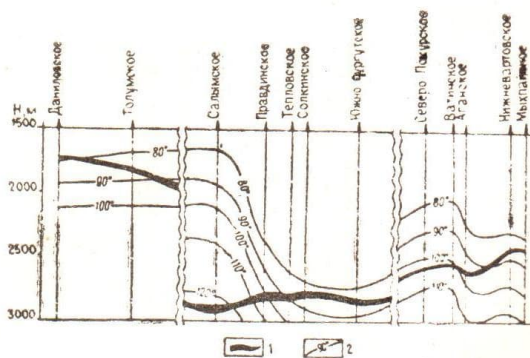


Рис. 1. Схематический суоширотный геотермический разрез: 1 — битуминозные отложения баженовской свиты; 2 — изотермы, °С.

ходного веса. Отсутствие образцов из низкотемпературных областей не позволило строго оценить максимально возможную степень преобразования керогена (по выходу летучих). Однако в некоторых образцах, находившихся в условиях со сравнительно невысокими пластовыми температурами (до 80°C), величина выхода летучих достигает 50% и более от веса керогена. Поэтому условно было принято, что минимально возможное значение начального нефтегенерационного потенциала равно 60%, или 0,6.

Связь между коэффициентом остаточной нефтегенерации ($K_{он}$) и величиной пластовой температуры имеет экспоненциальную зависимость. Для модели с максимальной степенью нефтегенерации, равной 0,7 (70% от веса исходного ОВ (табл. 1)), она имеет вид

$$K_{он} = \exp(-0,0306T^{\circ}C + 1,18), \quad (1)$$

а для случая максимальной степени нефтегенерации, равной 0,6 (60% от веса исходного ОВ), уравнение записывается следующим образом

$$K_{он} = \exp(-0,0328T^{\circ}C + 1,67). \quad (2)$$

Так как в первом случае максимальный коэффициент нефтегенерации равен 0,7, а во втором — 0,6, то из уравнений (1) и (2) можно легко определить формальную температуру начала нефтегенерации в битуминозных отложениях. В первом случае она равна 51°C, во втором — 65°C. Температуру окончания процесса нефтегенерации оценить сложнее, так как зависимость $K_{он}$ от пластовой температуры носит экспоненциальный характер и при приближении $K_{он}$ к нулю значение температуры устремляется в бесконечность. Однако можно с большой точностью считать, что при температуре около 200°C процесс нефтегенерации практически закончился ($K_{он}$ для первого случая равен 0,0072, а для второго — 0,0075).

Исходя из полученных значений температур начала нефтегенерации можно считать, что в Центральной части Западно-Сибирской плиты процесс интенсивного образования битумоидов начался в тоднем меду, в прибортовых частях плиты — лишь в кайнозое. Поэтому обнаружение «баженовской» нефти возможно в структурах, сформировавшихся не позднее этого времени. Наши выводы находятся в хорошем соответствии с данными, приведенными в работе [6].

По полученным в результате термических исследований значениям $ОВ_d$ и C_1 путем элементарных расчетов было определено количество образовавшихся битумоидов и исходное содержание ОВ ($ОВ_{исх}$) для случая максимальной степени превращения ОВ, равной 0,7 (табл. 1).

Связь между $K_{он}$ и $T_{пл}$ позволила рассчитать величину вторичной пористости, возникающей при преобразовании исходного ОВ в битумоиды. Для этого было использовано следующее уравнение

$$V_{пор}(\%) = \frac{28K}{0,18n + 10}, \quad (3)$$

где K — степень преобразования ОВ, изменяющаяся в первом случае от 0 до 0,7 и во втором от 0 до 0,6;

n — его исходное содержание, %.

Результаты вычислений приведены в табл. 1.

Чтобы решить некоторые вопросы, связанные с генерацией битумоидов из отложений баженовской свиты, мы проанализировали спирто-бензольные экстракты тех же образцов методом газожидкостной хроматографии. Был изучен углеводородный состав экстрактов (до C_{25}), а также определено содержание высокомолекулярного остатка, в состав которого вошли высокомолекулярные УВ ($>C_{25}$), смолы и асфальтены (для краткости в дальнейшем будем именовать его просто остатком).

Эти исследования подтвердили хорошо известный факт увеличения концентрации в породе УВ с ростом пластовой температуры и снижения содержания остатка (рис. 2). Анализ содержания отдельных компонентов в зависимости от пластовой температуры дал очень слабую зависимость (коэффициент корреляции около 0,2 и менее), поэтому мы объединили отдельные компоненты в семь фракций, выкипающих от 150 до 450°C через 50°C. Для пяти фракций отмечается значимая связь (фракции свыше 150 и до 400°C). Наилучшая связь с температурой получилась для фракции, выкипающей от 200 до 250°C (коэффициент корреляции 0,82). Общий вид функции

$$C = aT + b,$$

где T — современная пластовая температура, °С;

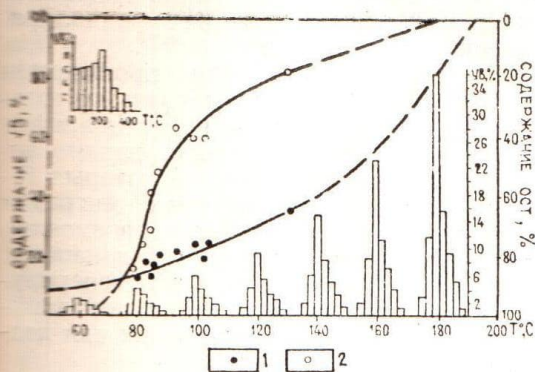


Рис. 2. Зависимость содержания углеводородных фракций и остатка в спирто-бензольных экстрактах образцов из отложений баженовской свиты в зависимости от пластовой температуры.

Условные обозначения: 1 — данные без учета открытой пористости; 2 — данные с учетом битумоидов, содержащихся в открытых порах. (В нижней части рисунка приведены усредненные данные состава УВ спирто-бензольных экстрактов для фракций от 100 до 450°C через 50°C).

С — содержание искомой фракции, % масс. на экстракт.

На основании этих уравнений были рассчитаны фракционные составы битумоидов в зависимости от температуры (рис. 2) и изменение содержания УВ и остатка. Здесь же нанесены фактические данные по содержанию УВ и соответственно остатка в спирто-бензольных экстрактах. Пересчет состава битумоидов с учетом открытой пористости, которая в пластовых условиях была бы заполнена битумоидами, причем, наиболее легкими и подвижными, приводит к совершенно иной форме зависимости содержания УВ и остатка от величины пластовой температуры (рис. 2). Мы видим, что в интервале температур 80—100°C происходит резкое увеличение доли УВ в составе битумоидов и, соответственно, снижение содержания остатка. В этом случае при температуре около 180°C содержание остатка становится равным нулю и в породе присутствуют лишь углеводороды (до C_{25}).

Восстановить фракционный состав УВ с учетом битумоидов, содержащихся в открытых порах, пока не представляется возможным. Для сравнения на рис. 2 (в левом верхнем углу) показан фракционный состав нефти с Салымского месторождения (пласт Ю₀). Анализ данных по составу нефти и экстрактов указывает на резкую обедненность последних легкими фракциями (до 150°C). В нефти Салымского месторождения их содержание почти в 45 раз больше, чем в экстрактах с этого месторождения. Важно, что распределение остальных фракций достаточно близкое, при-

чем сохраняется максимум, приходящийся и в том, и в другом случае на фракцию, выкипающую в интервале 200—250°C (рис. 2).

Высокая открытая пористость образцов Салымского месторождения приводит к значительным потерям углеводородной фракции, особенно легких компонентов. Поэтому при самой грубой оценке изменения углеводородного состава битумоидов в зависимости от пластовой температуры, образцы с Салымской площади пришлось исключить. Результаты анализа приведены на рис. 3. Они носят оценочный характер, так как образцы заведомо обеднены легкими УВ фракциями и, соответственно, обогащены более тяжелыми, но, тем не менее, основные закономерности прослеживаются достаточно отчетливо. Начиная с C_{10} , уменьшаются угол наклона зависимости $C_{ув} - T$ (при переходе к более тяжелым УВ) и их концентрация в экстрактах. Между C_{16} и C_{17} изменяется зависимость $C_{ув} - T$ с положительной на отрицательную. В дальнейшем угол наклона почти не меняется, происходит лишь постепенное уменьшение концентраций более тяжелых углеводородов при равных пластовых температурах.

Высокая открытая пористость и относительно высокое содержание легких УВ в образцах Даниловского и Южно-Балыкского месторождений (до C_{12}) однозначно указывают на то, что открытая пористость (табл. 1) не связана с процессами преобразования исходного ОВ. Обусловлена она другими факторами такими, как вторичная трещиноватость, возможно, возникающая при подъеме керна на поверхность, или недоуплотнение, так как в противном случае они легко испарились бы, как, например, в салымских образцах. Иными словами эти поры, если и существовали в пластовых условиях, то были заняты не УВ, а скорее всего водой или газом.

Результаты проведенных нами исследований показывают, что вся (или практически вся) вторичная пористость, формирующаяся за счет исходного ОВ, является открытой. Это доказывается тем, что плотность генерируемых битумоидов меньше, чем плотность исходного ОВ (керогена). Поэтому, даже если величина возникающей в результате преобразования исходного ОВ пористости не изменяется вследствие уплотнения отложений, то объем генерируемых битумоидов будет превышать объем исходного ОВ в среднем в 1,1—1,5 раза в зависимости от плотности образующихся битумоидов. Так, в случае генерации битумоидов с плотностью 0,9 г/см³ (например, на Мултановском месторождении) избыточный объем составит около 11%, следовательно, должно эмигрировать около 10% битумоидов (от веса преобразованного ОВ). При плотности генерируемых битумоидов (нефтей) около 0,66 г/см³ (Салымское месторождение, пластовая

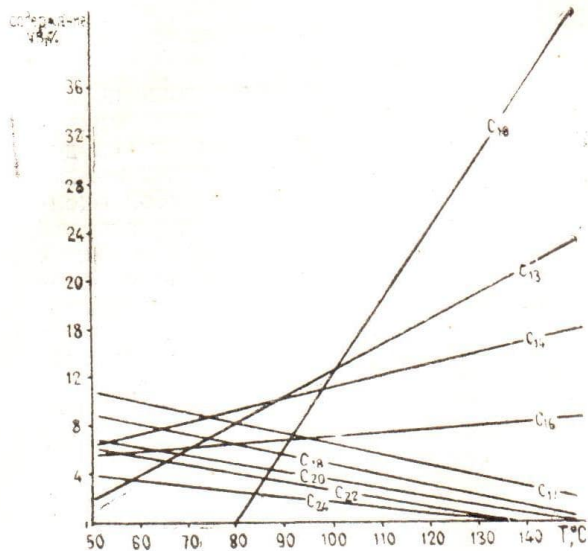


Рис. 3. Изменение относительного содержания углеводородов в зависимости от пластовой температуры.

нефть) минимальное количество эмигрирующих битумоидов составит около 33% от веса преобразованного ОВ.

В реальных условиях одновременно с генерацией битумоидов происходит уплотнение отложений бажендовской свиты, поэтому в действительности количество эмигрирующих битумоидов будет выше (табл. 1).

Превышение объема образующихся битумоидов над объемом исходного ОВ ведет к обязательному развитию процессов флюидо- или нефтеразрыва [1—5, 8 и др.], причем эти процессы будут протекать во всех выделенных разновидностях битуминозных отложений без исключения. Основным требованием в этом случае является наличие в породе ОВ. Данный процесс будет протекать постепенно до тех пор, пока содержащийся в породе кероген не исчерпает полностью свой нефтегенерационный потенциал. До этого момента образующаяся за счет исходного ОВ пористость будет открытой, так как из пор будет постоянно выделяться генерируемая керогеном нефть (битумоид). Из сказанного следует, что, несмотря на чрезвычайно низкую проницаемость битуминозных отложений (в плотных разновидностях 10^{-7} — 10^{-9} Дарси [4]), гидродинамическая связь, по крайней мере, в пределах продуктивных зон обязательно существует.

Формирование проницаемых участков будет обуславливаться прочностной анизотропией на флюидо(нефте)-разрыв, причем, эти неоднородности могут иметь любой масштаб: от долей миллиметров в микроскопических глинах, чья прочностная анизотропия была закодирована еще в седиментогенезе [2], до нескольких сантиметров или десятков сантиметров в слу-

чае чередования существенно глинистых пород с карбонатными или радиоляритовыми пропластками.

Можно допустить, что прочностная анизотропия будет существовать не только в латеральном, но и в вертикальном направлении. Следовательно, вполне вероятно наличие участков, на которых будет происходить вертикальная миграция углеводородов. Эти участки, возможно, являются нефтепроводящими каналами, осуществляющими связь нефтегенерирующих битуминозных толщ с породами-коллекторами в перекрывающих или подстилающих отложениях.

На основании проведенных исследований можно сделать выводы:

1. При достижении битуминозных отложениями главной зоны нефтеобразования основным источником формирования вторичной емкости становится само ОВ. Объем возникающей при этом пористости зависит от концентрации исходного ОВ, степени его преобразования и темпа уплотнения осадка.

2. Эта пористость является открытой, хотя проницаемость может быть чрезвычайно низкой. Пористость остается открытой до момента исчерпания нефтегенерационного потенциала ОВ, либо вывода битуминозных отложений из зоны нефтеобразования (например, вследствие поднятия).

3. Коэффициент остаточной нефтегенерации зависит от величины пластовой температуры. Эта зависимость носит экспоненциальный характер. В случае предположения, что максимальный коэффициент превращения ОВ, содержащегося в битуминозных отложениях, равен 0,7, зависимость имеет вид: $K_{\text{он}} = \exp(-0,0306T + 1,18)$, а при 0,6 — $K_{\text{он}} = \exp(-0,0328T + 1,67)$. Начальная температура нефтегенерации также зависит от принимаемого максимального коэффициента превращения и составляет в первом случае 51°C , а во втором — 65°C .

4. Анализ спирто-бензольных экстрактов показал, что в образцах, отобранных с разных площадей, отмечается увеличение концентрации углеводородов в составе экстрактов и, соответственно, уменьшение высокомолекулярного остатка (смолы, асфальтены и $\text{УВ} > C_{25}$) с ростом пластовой температуры.

5. Исследование изменения соотношения относительного содержания отдельных УВ с увеличением пластовой температуры показало, что для легких УВ (до C_{16} включительно) существует положительная связь с температурой, а начиная с C_{17} и для более тяжелых УВ полученная зависимость носит отрицательный характер.

6. По содержанию низкомолекулярных УВ (до C_{12} — C_{13}) можно судить о происхождении открытой пористости. Высокая открытая пористость и низкое содержание легких УВ при прочих равных условиях однозначно свидетельствуют о ее формировании за счет ОВ, содержащегося

се в породе. Как правило, такие образцы имеют сильно преобразованное ОВ с низким остаточным нефтегенерационным потенциалом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гурари Ф. Г. Об условиях накопления и нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири. Труды СНИИГГиМСа, 1979, вып. 271, с. 153—160.

2. Гурари Ф. Г., Гурари И. Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири. — Геология нефти и газа, 1974, № 5, с. 35—40.

3. Дорофеева Т. В., Лебедев Б. А., Петрова Г. В. Особенности формирования коллекторских свойств баженовской свиты Салымского месторождения. — Геология нефти и газа, 1979, № 9, с. 20—22.

4. Особенности строения и промышленная нефтеносность баженовской свиты Среднего Приобья. — В сб.: Доманикиты Сибири и их роль в нефтеносности, Новосибирск, 1982, с. 12—22. Авт.: Е. П. Ефремов, О. Г. Зарипов, В. М. Ильин и др.

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

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

7. Корчагина Ю. И., Четверикова О. П. Методы интерпретации аналитических данных о составе рассеянного органического вещества. М., Недра, 1980, 260 с.

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

9. Новиков Р. Г., Салманов Ф. К., Тянь А. В. Перспективы открытия крупных залежей нефти в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты. — В сб.: Нефть и газ Тюмени, 1970, № 7, с. 1—3.

10. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М., Мир, 1981, 501 с.