

1. Ассоциация микроэлементов с органическим веществом в осадочных толщах Сибири. Отв. редактор В. А. Кузнецов. Новосибирск, Наука, 1984, 156 с.
2. Баженовский горизонт Западной Сибири /Ю. В. Брадучан, А. В. Гольберт, Ф. Г. Гурари и др. Новосибирск, Наука, 1986, 217 с.
3. Коллекторы нефти баженовской свиты /Т. В. Дорофеева, С. Г. Краснов, Б. А. Лебедев и др. Л., Недра, 1983, 132 с.
4. Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. Под ред. Н. А. Крылова. М., ИГиРГИ, 1980, 206 с.
5. Плу м а н И. И., За п и в а л о в Н. П. Условия образования битуминозных аргиллитов волжского яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. — Изв. АН СССР, серия геологич., 1977, № 9, с. 111—117.
6. Строение и нефтегазоносность баженинов Западной Сибири. Под ред. И. И. Нестерова, Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1985, 176 с.
7. Ушатинский И. Н. Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири. — Сов. геология, 1981, с. 11—22.
8. Ушатинский И. Н. Распределение литотипов и состав пород баженовской свиты в районах Среднего Приобья. — В кн.: Геохимия процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в мезозойских отложениях Западной Сибири. Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1986, с. 90—106.
9. Ушатинский И. Н., За р и п о в О. Г. Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. Свердловск, Средне-Уральское изд-во, 1978, 208 с.
10. Ха б а р о в В. В., Ба р т а ш е в и ч О. В., Не л е п ч е н к о О. М. Геолого-геофизическая характеристика и нефтеносность битуминозных пород баженовской свиты Западной Сибири. — Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа (ВИЭМС), 1981, отдельный выпуск, 42 с.

М. Ю. Зубков

КЕРОГЕН ЧЕРНЫХ СЛАНЦЕВ— ИСТОЧНИК ВТОРИЧНОЙ ПОРИСТОСТИ

В настоящее время в Западной Сибири складывается ситуация, когда большая часть простых в геологическом отношении месторождений нефти и газа разведана и передана в разработку. Поэтому геологи и нефтяники все чаще обращают свое внимание на нетрадиционные в отношении поисков углеводородных залежей объекты, имеющие к тому же сложное геологическое строение. К такому типу объектов относятся черные или битуминозные сланцы, входящие в состав мезозойского чехла Западно-Сибирской плиты (баженовская свита), а также слагающие доюрский фундамент (верхнедевонские—нижнекарбоновые черные сланцы).

При исследованиях черных сланцев особое внимание уделяют степени преобразования рассеянного в них органического веществ-

ва (ОВ), определяют количество образовавшихся и эмигрировавших из них битумоидов. Иными словами, анализируют нефтегенерационные свойства сланцев и степень превращения исходного ОВ ($ОВ_{исх}$) в углеводороды (УВ) с целью оценки перспектив нефтеносности ближайших к сланцам пород-коллекторов.

Лишь после открытия ряда залежей УВ в битуминозных отложениях баженовской свиты черные сланцы стали рассматривать как возможно нефтеносные и начали относить к перспективным, хотя и очень сложным в геологическом отношении объектам. При этом относительно механизма формирования емкости в черных сланцах единодушного мнения пока нет.

Ряд исследователей считают, что основной причиной образования флюидрационно-емкостных свойств в сланцах является флюидоразрыв, возникающий вследствие образования битумоидов и их последующего расширения в результате нагревания [1—3, 8].

Другая часть геологов и нефтяников связывают формирование коллектора в сланцах с тектонической трещиноватостью или тангенциальными тектоническими напряжениями [5—7, 10, 11].

Большинство исследователей допускают возможность формирования некоторой емкости за счет исходного ОВ (керогена), однако, большого значения они ей не придавали и тем более количественно ее величина не оценивалась.

Ранее нами на примере битуминозных отложений баженовской свиты была оценена величина вторичной емкости ($V_{вт}$), возникающей за счет $ОВ_{исх}$, преобразующегося по мере погружения свиты в битумоиды и летучие [3].

Черные сланцы состоят в основном из четырех компонентов и являются глинисто-кремнисто-карбонатно-керогеновыми образованиями. Исходя из усредненного вещественного состава сланцев, плотность их минеральной части можно принять равной примерно $2,7 \text{ г/см}^3$, а плотность исходного керогена — 1 г/см^3 . Тогда плотность такого среднестатистического сланца ($\rho_{сл}$) в зависимости от содержания в нем керогена находится из соотношения

$$\rho_{сл} = \frac{27}{0,17 \cdot ОВ_{исх} + 10}, \quad (1)$$

где $ОВ_{исх}$ — процентное весовое содержание исходного керогена в образце сланца.

Для удобства последующих вычислений и понимания излагаемого материала представим $ОВ_{исх}$ в виде суммы двух составляющих: мобильной, превращающейся по мере его термического созревания в битумоиды и неуглеводородные летучие (C_1), называемой также остаточным генерационным потенциалом, и инертной, представляющей собой в конце процесса нефтегазогенерации ароматизированный остаток (C_2). При этом величина C_1 изменяется от исходного максимального значения $C_{1исх}$ (начальный генерационный потенциал) до нуля после окончания процесса генерации, а значение C_2 принимается постоянным (хотя это не совсем пра-

вильно, о чем более подробно будет сказано ниже). Таким образом:

$$OB_{исх} = C_{1исх} + C_2. \quad (2)$$

Поскольку по мере термического созревания изменяется лишь мобильная часть $OB_{исх}$, то, используя величину C_1 , можно характеризовать степень превращения $OB_{исх}$ в битумоиды и летучие, обозначив ее через K :

$$K = \frac{C_{исх} - C_1}{OB_{исх}}. \quad (3)$$

Используя величину K и полученную ранее формулу (1), легко определить значение вторичной пористости, возникающей за счет превращения $OB_{исх}$ в битумоиды и летучие ($V_{вт}$):

$$V_{вт} = \frac{27 \cdot K \cdot OB_{исх}}{0,17 \cdot OB_{исх} + 10}. \quad (4)$$

Чем больше степень превращения, тем выше величина возникающей $V_{вт}$. Для того, чтобы оценить максимально возможную степень превращения $OB_{исх}$ в битумоиды и летучие, были проанализированы полученные нами термогравиметрические данные (по величине выхода летучих), а также пиролитические материалы других авторов для сланцев с гумусово-сапропелевым типом $OB_{исх}$ [9]. Анализ этих данных показал, что величина максимального значения K ($K_{\max}$) изменяется в среднем от 0,5 до 0,7 в наиболее богатых алифатическими компонентами сланцах.

Таким образом, при содержании в сланцах $OB_{исх}$, например 20% вес., полной реализации его нефтегенерационных свойств возможно образование $V_{вт}$, достигающей 20—25% (рис. 1). Интересно, что столь высокие значения пористости нечасто встречаются даже в обычных хорошо сортированных коллекторах, однако и в сланцах, даже сильно преобразованных с величиной C_1 , близкой к нулю, такая пористость не отмечается.

Дело в том, что черные сланцы, особенно со значительным содержанием $OB_{исх}$ и глинистого материала, обладают низкими прочностными свойствами из-за высокой пластичности глини и OB . Поэтому большая часть возникающей вторичной пористости исчезает вследствие уплотнения сланцев и отжатия образующихся в них битумоидов и летучих. При содержании $OB_{исх}$ 20—25% вес. минеральные частицы «растворены» в органической массе и прочный каркас отсутствует. Лишь в известковистых и кремнистых разностях, обладающих повышенной механической прочностью, создаются условия для лучшей сохранности вторичной пористости, о чем свидетельствует положительная связь пористости с содержанием кремнезема и карбонатов (до определенной оптимальной концентрации), которая отмечается в породах баженовской свиты.

Кроме минерального состава на степень сохранности вторичной пористости большое влияние оказывают также текстурные осо-

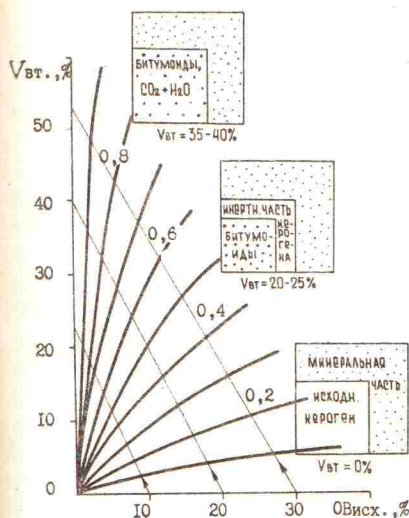


Рис. 1. Номограмма для определения величины вторичной пористости ($V_{вт}$), возникающей сначала за счет преобразования исходного керогена черных сланцев в битумоиды и летучие, а затем (после исчерпания генерационного потенциала) в результате окисления инертного остатка керогена. Толстые кривые — линии равных степеней превращения $ОВ_{исх}$ (К); тонкие прямые со стрелками — линии, показывающие направление изменения содержания $ОВ_{исх}$ и возрастания величины $V_{вт}$ по мере образования из него битумоидов и летучих, а затем окисления инертной части керогена. На врезках схематично показаны различные стадии превращения $ОВ_{исх}$ и величина возникающей в результате этого $V_{вт}$.

ма на рис. 1 при высоких степенях превращения керогена дает немного заниженные значения $V_{вт}$.

Очевидно, происходящие вследствие генерации битумоидов преобразования $ОВ_{исх}$ должны отразиться на его морфологии, что может быть наиболее хорошо заметно в концентрированном типе ОВ (микрослойки углистого материала и т. п.). Снимки, выполненные Г. А. Фдоровой (МИНГ) на растровом электронном микроскопе, подтвердили это предположение [4]. На примере керогена баженновской свиты отчетливо видно, что $ОВ_{исх}$; не вступившее в зону интенсивной нефтегенерации с современной пластовой температурой ($T_{пл}$) около 80°C и менее, имеет гладкую поверхность, осложненную сколами и уступами. Начиная с глубин, на

бенности пород — в тонкослоистых разностях уплотнение происходит более равномерно, что обеспечивает практически полное отжатие битумоидов и исчезновение вторичной емкости.

Влияет на величину вторичной емкости также соотношение генерационных и эмиграционных процессов. При замедленной эмиграции битумоидов (достижение погружающимися сланцами пластовых температур около 100°C и выше) начинается интенсивная необратимая сорбция гетеросоединений на поверхности минеральных частиц, что, в конечном счете, увеличивает инертную часть керогена C_2 , которая в зависимости от этого может изменяться. Кроме этого, по мере преобразования керогена изменяется его плотность. Сначала она немного уменьшается вследствие разрыхления его структуры, связанного с началом процесса нефтегенерации, а затем возрастает из-за прогрессирующей ароматизации и упорядочения структуры керогена. Плотность инертного остатка в конце процесса нефтегенерации, по-видимому, может достигать значений $1,6\text{--}1,8\text{ г/см}^3$. Возрастание плотности керогена приводит к дополнительному увеличению $V_{вт}$, поэтому номограм-

которых $T_{пл}$ равна 85°C и выше, на поверхности $ОВ_{исх}$ появляются ветвящиеся трещины раскрытостью двух размеров, а возможно, и двух генераций. Мелкие раскрытостью около $0,5\text{ мкм}$, разбивающие всю поверхность $ОВ_{исх}$ на микроблоки размерами примерно $1-3\text{ мкм}$. В зоне интенсивной нефтегенерации ($T_{пл} > 105^{\circ}\text{C}$) возникают в $ОВ_{исх}$ наряду с микротрещинами микропоры размером около $3-5\text{ мкм}$. Такая структурная перестройка $ОВ_{исх}$ свидетельствует о его высокой степени превращения в битумоиды и низком остаточном генерационном потенциале, что подтверждается термогравиметрическими исследованиями [4]. Образцы, в которых $ОВ_{исх}$ имеет такую структуру, обладают максимальной открытой и общей пористостью, достигающей в кремнистых разностях 8 и 12% соответственно. Анализ микроструктуры рассеянного в сланцах $ОВ_{исх}$, которое в основном находится в сорбированном на минеральных частицах состоянии, показал: оно имеет такую же морфологию, как и в концентрированных формах, что подтверждает единое направление структурных преобразований $ОВ_{исх}$ по мере его термического созревания и показывает конкретную морфологию возникающей вторичной емкости.

После окончания процесса нефтегенерации остается лишь инертная часть керогена (C_2), величина которой в среднем для черных сланцев составляет $30-50\%$ от величины $ОВ_{исх}$. Следовательно, в рассматриваемом нами примере ($ОВ_{исх} = 20\%$ вес.) C_2 может достичь $6-10\%$ вес. (см. рис. 1).

Дальнейшее увеличение вторичной пористости за счет оставшегося C_2 возможно лишь при поступлении ювенильного водорода, т. е. в процессе гидрирования инертного остатка с образованием жидких и газообразных УВ или его окисления до воды и углекислоты. Формирование вторичной емкости в результате окисления возможно ювенильных кислородсодержащих флюидов, поступающих по разломам из глубин фундамента или отделяющихся при кристаллизации батолитов, штоков или силлов по соседству или непосредственно в теле черных сланцев.

Присутствие кислорода наряду с другими летучими компонентами в вулканических возгонах и глубинных флюидах аргументированно доказывается В. И. Бгатовым (1984). Важно отметить, что остаточный кероген по своим структуре и свойствам, наиболее важным из которых является огромная свободная поверхность (по нашим подсчетам около $100-200\text{ м}^2/\text{г}$), приближается к коксу и поэтому окисляется гораздо легче, чем, например, битумоиды или газообразные УВ. Конечно, вовсе не обязательно, чтобы окисляющийся кероген состоял лишь из C_2 . Он может иметь любую степень превращения (K) от 0 до $0,5-0,7$. Однако наиболее важным с точки зрения формирования $V_{вт}$ после истощения керогеном генерационных свойств становится процесс окисления.

С целью проверки предлагаемого механизма возникновения вторичной емкости был использован образец битуминозных отложений баженовской свиты с высокой степенью преобразования ке-

рогена (К), достигающей 0,5 (Салымское месторождение, скв. 118—Э), ОВ которого практически полностью представлено C_2 . Общая пористость образца составляла около 10%, а содержание остаточного ОВ—9%. После окисления образец приобрел белый цвет с буроватым оттенком, при этом его общая пористость достигла 28%. По своим свойствам он стал напоминать опоку—легкий, с большой удельной поверхностью и высокой влагопоглощающей способностью (липнет к языку).

Таким образом, в результате процесса окисления инертного остатка керогена возможно формирование дополнительной емкости. В рассматриваемом примере ($ОВ_{исх} = 20\%$ вес.) приращение $V_{вт}$ за счет этого процесса составит около 15% и тогда суммарная величина $V_{вт}$ (в результате сначала процессов нефтегенерации, а затем окисления) достигнет 35—40% (см. рис. 1). Важно, что при формировании вторичной емкости путем окисления ее сохранность значительно выше, т. к. к этому моменту механическая прочность сланцев увеличивается (главным образом за счет исчезновения пластичного ОВ). И лишь в существенно глинистых разностях сохранение $V_{вт}$ мало вероятно.

Поскольку поступающие снизу ювенильные флюиды имеют высокую температуру и, кроме того, в результате окисления остаточного керогена выделяется тепло, то в этих условиях происходит интенсивная термодеструкция присутствующих здесь битумоидов или нефтей, а также остаточной мобильной части керогена (в случае неполного истощения его генерационных свойств).

Вполне возможно, что такой механизм образования имеют залежи нефти в пределах Северо-Варьганского месторождения в породах палеозойского фундамента. Вторичная емкость развивалась путем окисления остаточного ОВ и разложения карбонатов, входящих в состав черных сланцев нижнекарбонového возраста (турнейского-визейского ярусов—определения Богущ, ИГиГ). Вероятным источником кислорода могли послужить летучие, отделяющиеся при кристаллизации интрузивов долерит-базальтового состава, ориентировочно триасового возраста (Алексеева, СНИИГ-ГиМС). Однако более вероятно, что изменение сланцев под действием флюидов происходило гораздо позднее—в мезозое или даже кайнозое, т. к. процессы окисления (осветления) в разрезе скв. 10-П затронули также породы подошвы мезозойского чехла.

Интенсивно осветленные породы-коллекторы представлены большими массивными, иногда с крутонаклонной слоистостью, местами с брекчиевидной текстурой, разностями, сложенными кремнеземом (кварц и халцедон), с многочисленными сильно измененными, явно биогенными остатками. Отмечаются спикеры губок, вероятно, скелеты трубчатых водорослей и т. п. Порода легкая (плотность около 1,8—1,9 г/см³), с высокой пористостью—до 30% и более. Основная часть пор очень мелкая, что обуславливает высокую удельную поверхность пород (липнет к языку) и значительное содержание остаточной воды (до 65% от объема пор).

По этой же причине проницаемость пород невысокая — около $2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Формирование коллектора происходило в кремнистых разностях сланцев (силицитов), в глинистых — не отмечается значительного повышения емкостных свойств.

Этот тип пород также белого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, многочисленными поверхностями скольжения. Имевшийся в сланцах пирит почти полностью окислен и содержащееся в нем железо вошло в состав явно вторичного оолитовидного сидерита, который часто развит вдоль трещин. В брекчиевидных разностях на поверхностях трещин и каверн отмечаются многочисленные кристаллики вторичного кварца с совершенной кристаллографической огранкой, наряду с которыми часто отмечается серебристо-белый крупнокристаллический каолинит, имеющий также явно вторичное происхождение. На сравнительно позднее образование зоны осветленных (окисленных) пород указывает тот факт, что, например, в разрезе Северо-Варьганского месторождения эта зона проникает в осадочный чехол плиты и наблюдается постепенный переход светлых пород (глина с многочисленными обломками песчаной и гравелитовой размерности) через буровато-серые (та же глина) к нормальной темно-серой с буроватым оттенком глинистой породе без следов осветления.

Характерной особенностью коллекторов, возникающих по кремнистым и кремнисто-карбонатным разновидностям черных сланцев в результате окисления остаточного керогена, является то, что, несмотря на значительную пористость, их проницаемость невелика и заметные увеличения фильтрационных свойств наблюдаются лишь в зонах дробления вследствие возникновения многочисленных трещин в крепких, но достаточно хрупких кремнистых разностях сланцев.

Важно также отметить, что распространение в составе палеозойского фундамента черных сланцев имеет региональный характер. Они встречены кроме Северо-Варьганского месторождения в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (Томская область), в Шаимском, Красноленинском районах. Осветленные породы, легкие, с высокой пористостью и остаточной водонасыщенностью, развитые по черным сланцам, из которых получены промышленные притоки нефти, также наблюдаются в Томской области (Северо-Останинское месторождение). На Красноленинском своде (Талинское месторождение) получены пока лишь осветленные глинистые разности, не являющиеся коллектором. Следовательно, открытия подобных залежей в окисленных черных сланцах имеют региональные перспективы.

Также возможен механизм поверхностного или приповерхностного окисления черных сланцев кислородом атмосферы или растворенным в грунтовых водах. В последнем случае зоны окисления (осветления) должны формироваться вдоль наиболее проницаемых зон, скорее всего, обусловленных тектоническими наруше-

ниями, т. к. сами черные сланцы обладают низкой проницаемостью и являются хорошими флюидоупорами. По своему генетическому облику эти осветленные зоны могут быть отнесены к корам выветривания, но не площадного, а, скорее всего, линейного типа.

В обломочной части пород, слагающих подошву мезозойского чехла, часто встречаются обломки черных сланцев различной степени окатанности и размеров (от песчаной до гравелитовой фракции), которые окислены в большей или меньшей степени (от светло- до темно-серого). В них явно «просвечивает» исходная биогенная текстура, обусловленная мелкими удлиненными образованиями, похожими на спиккулы губок или остатки трубчатых водорослей с диаметром внутреннего канала 0,03—0,05 мм. В некоторых обломках черных сланцев количество полых каналов так велико, что их поверхность приобретает «ноздреватый» облик. По своему текстурному виду они очень напоминают осветленные пористые породы, развитые по кремнистым разностям черных сланцев, из которых получены притоки светлой конденсатоподобной нефти, вскрытые в разрезах скважин 1, 2, 10, 12 и др. Северо-Варьеганского месторождения. Итак, при вступлении черных сланцев в зону нефтегенерации рассеянный в них кероген начинает генерировать битумоиды и летучие, в результате чего формируется вторичная пористость, величина которой зависит от исходного содержания керогена и степени его превращения в битумоиды.

Вследствие низких прочностных свойств черных сланцев (из-за повышенного содержания в них ОВ и глинистых минералов) большая часть $V_{вт}$, возникающей за счет преобразующего керогена, исчезает в результате уплотнения сланцев и отжатия образовавшихся в них битумоидов. Примером такого типа черных сланцев в Западной Сибири являются отложения баженовской свиты.

Формирование вторичной емкости путем окисления керогена возможно в местах поступления высокотемпературных глубинных кислородсодержащих флюидов, которые наряду с окислением керогена растворяют и выносят карбонаты, образуя высокопористые, но низкопроницаемые коллекторы. Эти процессы приобретают особенно важное значение после окончания процессов нефтегенерации, т. к. единственным способом увеличения величины $V_{вт}$ за счет инертной части керогена является процесс его окисления (исключая процессы гидрогенизации керогена). Примерами нефтяных залежей в породах такого типа могут служить осветленные кремнистые разности нижнекарбонových черных сланцев Северо-Варьеганского, верхнедевонских—Северо-Останинского месторождений. Вполне вероятно, обнаружение залежей такого типа в кровле палеозойского фундамента Талинского месторождения, т. к. и здесь встречены черные сланцы и развитые по ним осветленные породы. Нефти в залежах этого типа могут иметь мезозойский возраст, при условии, что кероген палеозойских сланцев был представлен только инертным остатком. В случае, если генерационные свойства остаточного керогена не были использованы пол-

ностью, возможно наряду с окислением образование УВ из палеозойского керогена.

Образование вторичной емкости и возникновение коллектора в результате процессов окисления керогена, рассеянного в породах черных сланцев, возможны и в гипергенных условиях. В этом случае в кремнистых и близких к ним разностях сланцев формируются линейные зоны окисленных пород, близкие по своим генетическим признакам к древним линейным корам выветривания. Обнаружение залежей нефти в этом типе пород-коллекторов возможно в зонах развития осветленных кремнистых или кремнисто-известковистых разностей черных сланцев, распространенных в кровле палеозойского фундамента Западной Сибири. Черные сланцы широко развиты как в мезозойском чехле Западно-Сибирской плиты (баженовская свита), так и в составе пород доюрского фундамента (нижекарбоновые—верхнедевонские черные сланцы). Наличие в последних осветленных нефтенасыщенных пород с высокими емкостными свойствами позволяет считать их, несмотря на сложное в геологическом отношении строение, регионально перспективными на нефть и газ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гурари Ф. Г., Гурари И. Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири. — Геология нефти и газа, 1974, № 5, с. 35—40.
2. Дорофеева Т. В., Лебедев Б. А., Петрова Т. В. Особенности формирования коллекторских свойств баженовской свиты Салымского месторождения. — Геология нефти и газа, 1979, № 9, с. 20—23.
3. Зубков М. Ю., Ершов В. А., Прямоносова И. А. и др. Генерация битумоидов и формирование емкостного пространства в отложениях баженовской свиты. — В кн.: Научно-технический прогресс при поисках и освоении нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Тр. ЗапСибНИГНИ, Тюмень, 1984, вып. 63, с. 16—21.
4. Зубков М. Ю., Федорова Т. А., Прямоносова И. А. Преобразование микроструктуры органического вещества баженовской свиты по мере его термического созревания. Тезисы VI конференции ВМО, Тюмень, 1987, с. 222—223.
5. Клубова Т. Т., Климушина Л. П., Медведева Л. М. Особенности формирования залежей нефти в глинах баженовской свиты Западной Сибири. — В кн.: Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. Труды ИГиРГИ, М., 1980, с. 128—147.
6. Мелик-Пашаев В. С., Степанов А. И., Терещенко Ю. А. О природе аномально высоких пластовых давлений в юрских отложениях Салымского месторождения. — Геология нефти и газа, 1979, № 7, с. 25—28.
7. Микуленко К. И. Перспективы нефтегазоносности отложений баженовской свиты центральных и южных районов Западно-Сибирской плиты. Тр. СНИИГГиМС, 1974, вып. 194, с. 37—41.

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

9. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М., Мир, 1981, 502 с.

10. Трофимук А. А., Карагодни Ю. Н. Баженовская свита — уникальный природный резервуар нефти. — Геология нефти и газа. 1981, № 4, с. 29—33.

11. Халимов Э. М., Мелик-Пашаев В. С. О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите. — Геология нефти и газа. 1980, № 6, с. 1—10.

В. С. Харин

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ЗОН В ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Оценкой критериев нефтеносности битуминозных отложений баженовской свиты (БС) занимались многие исследователи [5, 6, 7, 13]. Из их работ можно заключить, что общие позиции авторов касаются главным образом выделения региональных показателей нефтеносности, таких как: пластовая температура, содержание $S_{орг.}$, мощность и изолированность отложений, группы пластов БС, а также некоторых геофизических параметров. Относительное единство в выделении указанных критериев объясняется общностью информации о фактических нефтепроявлениях и соответствующих геологических условиях залегания нефтеносных объектов. Однако существование неоднородного характера нефтепроявлений, установленного в пределах наиболее изученного и перспективного Салымского района, поставило перед геологами более сложную задачу, связанную с поисками и оценкой прогнозных запасов в отложениях пластов БС Западной Сибири. Для успешного проведения локального прогноза «залежей» нефти баженовского типа потребовалось знание механизма формирования этих залежей, поскольку в теории и практике нефтяной геологии подобным объектам уделялось слабое внимание.

Имеющиеся попытки исследователей объяснить неоднородный характер нефтепроявлений БС в большинстве своем субъективны и противоречивы, поскольку основываются на различных исходных данных, освещающих, как правило, только одну сторону явления. Опыт показывает, что более успешное решение «проблемы» баженовской свиты возможно лишь при условии взвешивания всего многообразия наблюдаемых явлений в этом объекте, а также при проведении целенаправленных комплексных аналитических исследований.

В данной статье анализируется ряд работ сотрудников лаборатории геохимии пород ЗапСибНИГНИ, проведенных по проблеме