9. Решение VI Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГТиМС, 2004. – 114 с.
10. Условия формирования и особенности строения баженовского горизонта в северной части Фроловской мегавпадины / С. Л. Белоусов [и др.] // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО / Под ред. В. И. Карасева, Э. А. Ахпателова, В. А. Волкова. – 2003. – С. 217–237.
11. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты / Ф. Г. Гурари [и др.]. – М., 1988. – 200 с.
12. Ващенко Л. Ф. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности юга Тюменской области на основе сейсмогеологического анализа: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Тюмень, 2006. – 204 с.
13. Олейник Е. В., Мухер А. Г. Особенности строения, корреляции, распространения баженовского и георгиевского горизонтов на территории восточных районов Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО. – Т. 2. – Ханты-Мансийск, 2011. – С. 288–295.
14. Шпильман В. И., Солопахина Л. А., Пятков В. И. Новая тектоническая карта Центральных районов Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Т. 1. – Ханты-Мансийск: Путиведь, 1999. – С. 96–115.
15. Нежданов А. А. Анализ и обобщение геолого-геофизических материалов по южной части Тюменской области (за пределами ХМАО). – Тюмень, 1994. – 245 с.

Сведения об авторах

Мухер Алевтина Григорьевна, к. г.-м. н., заведующий лабораторией региональных исследований, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, г. Тюмень, тел. 8(3452)621867

Кулагина Суфия Фагимовна, заведующий лабораторией интерпретации сейсмической информации, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, г. Тюмень, тел. 8(3452)400193, e-mail: sufya@crru.ru

Горячев Александр Владимирович, научный сотрудник лаборатории региональных исследований, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, г. Тюмень, тел. 8(3452)621867, e-mail: av.goryachev@crru.ru

Пакхомова Елена Александровна, старший научный сотрудник лаборатории региональных исследований, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, тел. 8(3452)621867, e-mail: pakhomova@crru.ru

Гладышев Антон Анатольевич, к. г.-м. н., старший научный сотрудник лаборатории региональных исследований, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, г. Тюмень, тел. 8(3452)621867

Information about the authors

Mukher A. G., Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory of Regional Studies, V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, phone: 8(3452)621867

Kulagina S. F., Head of the Laboratory of Interpretation of Seismic Data, V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, phone: 8(3452)400193, e-mail: sufya@crru.ru

Goryachev A. V., Researcher of the Laboratory of Regional Studies, V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, phone: 8(3452)621867, e-mail: av.goryachev@crru.ru

Pakhomova E. A., Senior Researcher of the Laboratory of Regional Studies, V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, phone: 8(3452)621867, e-mail: pakhomova@crru.ru

Gladyshev A. A., Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Researcher of the Laboratory of Regional Studies, V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, phone: 8(3452)621867

УДК 553.98

ТИПЫ КЕРОГЕНА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПО ДАННЫМ ПИРОЛИЗА И ИХ СОПОСТАВЛЕНИЕ С ПАРАМЕТРАМИ НЕФТЕЙ

KEROGEN TYPES OF BAZHENOV FORMATION BASED ON PYROLYSIS DATA AND THEIR COMPARISON WITH OIL PARAMETERS

Е. Е. Оксенойд, В. А. Волков, Е. В. Олейник, Г. П. Мясникова

E. E. Oksenoyd, V. A. Volkov, E. V. Oleynik, G. P. Myasnikova

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, г. Тюмень

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: баженовская свита; типы керогена; органическое вещество; пиролиз; нефти; содержание серы; Западная Сибирь

Key words: Bazhenov formation; kerogen types; organic matter; pyrolysis; oils; content of sulfur; Western Siberia

«Сланцевая революция» в США вызвала очередную волну изучения баженовской свиты (БС) Западной Сибири. За последние несколько лет выполнен большой объем исследований, и получены новые данные по литологии, геохимии, нефте-

ности, которые требуют осмысления и увязки с существующими представлениями о строении и свойствах БС.

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана проводит целенаправленное детальное изучение и разрабатывает модель баженовских отложений с целью оценки перспектив их нефтеносности в центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на территории ХМАО — Югры.

В рамках этих работ, на основании анализа пиролитических данных (3 995 образцов из 208 скважин), были определены типы органического вещества (I, II и III типы по Тиссо [1]) битуминозных пород баженовского горизонта и картирование их распределения по площади. Детально методика интерпретации пиролитических данных и полученные результаты опубликованы [2].

Определение типов органического вещества (ОВ) по пиролитическим данным. Отнесение керогена к тому или иному типу по пиролитическим данным довольно часто является неоднозначной задачей. Это побудило нас использовать в работе три разновидности диаграмм Ван Кревелена (рис. 1). Вследствие того что органическое вещество (ОВ) баженовской свиты характеризуется низкими значениями кислородного индекса OI, на диаграммах в осях «Водородный индекс (HI) — Кислородный индекс (OI)» для многих скважин точки оказываются зажатými в узком коридоре между осью HI и эволюционной кривой керогена типа I, что затрудняет разделение между I и II типами ОВ. Диаграммы в осях HI — Tmax и H/C — O/C лучше поддаются интерпретации.

При анализе пиролитических параметров по каждой скважине распределение точек на диаграммах не всегда позволяло соотнести интерпретируемый тип ОВ с областью (в осях HI — Tmax) или кривой (в осях H/C — O/C), соответствующими единственному типу керогена. На диаграммах по 56 скважинам одна часть точек попадает в область керогена типа I, другая — в зону керогена типа II. Это иллюстрируют диаграммы по скв. Среднекондинской 20 (см. рис. 1). Этот тип ОВ рассматривается авторами как смешанный тип I-II. В 7 скважинах определен по такому же принципу смешанный тип II-III. В результате в 208 скважинах была выполнена идентификация керогена по следующим типам: I, I-II, II, II-III и III.

Рис. 1. Определение типа керогена по диаграммам Ван Кревелена

По результатам описанной выше процедуры определения типа керогена по диаграммам Ван Кревелена было закартировано распределение типов ОВ по площади (рис. 2).

Рис. 2. Расположение областей развития ОВ разных типов [2] с изменениями

Зона распространения керогена типа I включает значительную территорию Нижневартовского, Сургутского и Каймысовского сводов и Юганской мегавпадины [3]. Единичные скважины с I типом ОВ встречаются на юго-западе Фроловской мегавпадины, Северо-Вартовской мегатеррасе, в Ларьеганском мегапрогибе. Смешанный тип керогена I-II обрамляет зону распространения керогена типа I преимущественно с севера и с востока. Выделены еще несколько участков с ОВ, отнесенным к смешанному типу I-II. Первый расположен вдоль западного борта Фроловской мегавпадины, остальные закартированы по единичным скважинам: на Шаимском мегавале, Сергинском КП, Бахиловском мегавале.

Две скважины с III типом ОВ расположены в центральной части Фроловской мегавпадины. Единичные скважины с керогеном смешанного типа II-III расположены преимущественно в западной части рассматриваемой территории: во Фроловской мегавпадине, на Красноленинском своде, Турсунском мегавале и Шугурской мегатеррасе. Этот же тип керогена идентифицирован в скв. 100 Тыньярской на крайнем востоке округа. На остальной территории ХМАО — Югры определен кероген типа II, что в центральной части округа подтверждается данными пиролитических исследований, западная и восточная части рассматриваемой территории за неимением лабораторных исследований кернa отнесены к типу керогена II условно.

Тот факт, что почти в половине скважин был определен I тип керогена, противоречит устоявшимся представлениям. Считается, что формирование БС проходило в эпиконтинентальном бассейне, основным продуцентом ОВ был фитопланктон, периодически возникали анаэробные и дизаэробные условия, благоприятные для консервации органического вещества [4]. Следовательно, кероген баженовской свиты должен, скорее всего, относиться к типу II.

Многие специалисты в предыдущие годы относили исходное органическое вещество пород баженовской свиты ко II типу. В более поздних публикациях, например [5], формулируется вывод о том, что ОВ баженовской свиты наряду со

II типом представлено переходными формами между I и II типами, в отдельных интервалах — I типом.

Водородный индекс стандартного ОВ типа II составляет 300–600 мг УВ/г $C_{орг}$. Генерационный потенциал баженовской свиты часто значительно превосходит стандарт ОВ: при пиролитических исследованиях фиксируется водородный индекс до 700 УВ/г $C_{орг}$ и более. Исходя из этого, присутствие керогена I типа в отложениях БС возможно. Однако в районах его распространения необходимо исследование ОВ на предмет содержания в нем водородолевого материала и обогащенных липидами органических соединений.

В зарубежной литературе кроме трех основных видов керогена описан тип IIS. Он характеризуется высоким начальным атомным отношением Н/С и низким О/С и образуется из автохтонного ОВ, которое накапливалось в резко восстановительных условиях в морской обстановке. Одной из особенностей этого типа керогена и существенным отличием его от типа II (малосернистого) является то, что он формируется при недостаточном привносе обломочного материала и, как следствие, нехватке реакционноспособного железа для удаления большей части микробiallyно генерированного сероводорода. Восстановленная сера вступает в реакцию с органическим веществом [6]. Высокое содержание водорода (высокий HI) и замещение кислорода серой (низкий OI) обуславливает тот факт, что на псевдодиаграмме Ван Кревелена IIS керогену соответствует график эволюции керогена типа I [7].

Содержание серы в нефтях определяется содержанием серы в керогене и уровнем его зрелости [8]. Для проверки гипотезы о типе керогена была построена схема содержания серы в нефтях по данным из баланса запасов.

Авторы исходили из двух положений:

- нефти баженовской свиты сингенетичны вмещающим отложениям;
- баженовская свита является нефтематеринской породой для перекрывающих ее неокотских отложений и подстилающего васюганского горизонта.

Анализ и картирование свойств нефтей. Для районирования территории по свойствам нефтей из баланса запасов были выбраны параметры залежей, относящихся к трем нефтегазоносным комплексам: неокотскому, включая ачимовский (2 723 залежи), баженовскому (111 залежей) и васюганскому (972 залежи), всего 3 806 залежей.

По выборке из 3 381 значения среднее содержание серы в нефтях составило 0,91 %. Распределение содержания серы бимодальное, с минимумом 1,2–1,3 %, разделяющим значения на две неравные группы (2 627 и 754), примерно соответствующие мало-, среднесернистым и сернистым нефтям.

Содержание серы в основном изменяется от 0,1 до 2,8 %. Максимальные экстремальные содержания серы определены в единичных залежах на Сургутском и Нижневартовском сводах (3,11 и 4,5 %)

В центральной части рассматриваемой территории (рис. 3) по изолинии 0,6 % выделяется область, соответствующая *среднесернистой нефти*. Содержание серы растет от периферии к центру области: выделяется несколько зон сернистой нефти (> 1 %) разного размера и конфигурации. Основная зона сернистой нефти северо-западного простирания охватывает зону сочленения Сургутского, Нижневартовского сводов и Юганской мегавпадины. Зона меньшего размера северо-восточного простирания выделяется на юго-западе Фроловской мегавпадины в районе Зимнего и Ендырского валов.

На западе рассматриваемой территории выделяется зона с серосодержанием < 0,4 % субуральского простирания, протянувшаяся от Шаимского и Турсунского мегавалов на юге через Краснотенский свод до Помутской мегатеррасы на севере. На северо-востоке ХМАО — Югры восточнее Пякупурского мегапрогиба также выделяется зона с содержанием серы < 0,4 %.

Рис. 3. Содержание серы в нефтях [2] с изменениями

Распределение сернистости по площади в целом соотносится с распределением типов ОВ (см. рис. 2). Область сернистой нефти ($> 0,6\%$) соответствует зоне ОВ I + I-II типов, аномалии с параметром $> 1,0\%$ — ОВ I типа. Содержание серы $< 0,6\%$ можно соотнести с распределением по площади ОВ II типа. Область с сернистостью $< 0,4\%$ в районе Красноленинского свода и Шаимского мегавала коррелируется с зонами ОВ II-III типа.

Были закартированы и другие параметры нефтей (содержание парафина, смолистость, вязкость, плотность, температура и газосодержание), наиболее массово представленные в балансе запасов.

Рассматриваемые нефти преимущественно мало- и среднепарафинистые, преобладающее содержание парафинов $< 5,0\%$, среднее по выборке из 2 885 значений — $2,9\%$.

На территории от Красноленинского свода на западе до Толькинского мегапрогиба на востоке содержание парафинов в нефтях преимущественно не превышает 3% . Наиболее значительный по площади локальный минимум приурочен к Тагринскому мегавалу.

Выделяются две зоны с повышенной парафинистостью ($> 3,5\%$): на юго-западе ХМАО — Югры — это зона сочленения Турсунского и Шаимского мегавалов, на востоке — зона сочленения Бахиловского и Александровского мегавалов.

Содержание парафинов в значительной степени зависит от природы исходного органического вещества, степени его зрелости и уровня биodeградации [1]. Степень зрелости, в свою очередь, определяется такими факторами, как глубина и температура.

Рассмотрим с этих позиций вышеупомянутые зоны повышенной парафинистости. Зона сочленения Шаимского и Турсунского мегавалов характеризуется небольшими глубинами $1\,500\text{--}1\,800\text{ м}$ и пластовыми температурами $75\text{--}90\text{ }^{\circ}\text{C}$, таким образом, повышенная парафинистость в данном случае, скорее всего, может объясняться природой исходного ОВ: формированием в прибрежных отложениях или наземным источником.

В районе Бахиловского и Александровского мегавалов определяющим фактором может служить степень зрелости керогена, так как этот участок характеризуется повышенными пластовыми температурами (до $105\text{ }^{\circ}\text{C}$) в баженовской свите.

Пониженное содержание парафина ($< 1,5\%$) в районе Тагринского мегавала на востоке и в Сосьвинской мегаложбине, разделяющей Шаимский и Турсунский мегавалы, на юго-западе рассматриваемой территории может быть обусловлено процессами биodeградации нефти.

Среди анализируемых нефтей преобладают *малосмолистые и смолистые*, содержание смол и асфальтенов преимущественно не превышает 19% , среднее по выборке из 2 659 значений — $8,4\%$. В неокомских нефтях Самотлорского месторождения смол и асфальтенов до $25\text{--}35\%$.

Распределение по латерали содержания смол и асфальтенов в нефтях в целом схоже с распределением сернистости. Область смолистой нефти ($> 8\%$) в центральной части рассматриваемой территории приблизительно соответствует зоне с сернистостью, превышающей 1% .

Рассматриваемые нефти в основном *маловязкие и средневязкие* ($< 7\text{ мПа}\cdot\text{с}$), среднее по выборке из 3 134 значений — $1,7\text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Распределение параметра по латерали в целом подобно рассмотренным выше распределениям сернистости и смолистости: зоны с повышенной вязкостью ($> 1,5\text{ мПа}\cdot\text{с}$) коррелируются с областями с сернистостью $> 1\%$ и смолистостью $> 8\%$. В то же время распределение вязкости выглядит более мозаично, чем рассмотренные выше распределения.

Анализируемые нефти характеризуются большим диапазоном *плотностей*: особо легкие — легкие — средние — тяжелые — битуминозные. Плотность преимущественно варьирует от $0,790$ до $0,910\text{ г/см}^3$, среднее по выборке из 3 792 значений — $0,845\text{ г/см}^3$.

В центральной части рассматриваемой территории по изолинии $0,86\text{ г/см}^3$ выделяется область среднеплотной нефти, коррелирующаяся с зоной смолистой сернистой нефти (содержание смол и асфальтенов $> 8\%$, серы $> 1\%$).

В западной части территории ХМАО — Югры плотность в основном $< 0,84\text{ г/см}^3$. На Красноленинском своде и Шаимском мегавале выделяются аномалии с плотностью нефти менее $0,82\text{ г/см}^3$ в пластах П, ЮК₁ и ЮК₀, им примерно соответствуют участки с сернистостью $< 0,3\%$.

Область с особо легкой нефтью ($< 0,83\text{ г/см}^3$), выделяемая к востоку от основной зоны среднеплотной нефти в восточной части рассматриваемой территории, коррелируется с зоной с сернистостью $< 0,3\%$.

Для анализируемой выборки в целом существует положительная корреляция между плотностью нефти и содержанием серы (коэффициент корреляции $r = 0,55$), содержанием смол и асфальтенов ($r = 0,50$) и вязкостью ($r = 0,49$).

Газосодержание рассматриваемых нефтей меняется в основном от 20 до $220\text{ м}^3/\text{т}$, среднее по выборке из 3 799 значений — $86\text{ м}^3/\text{т}$.

Существует обратная корреляция между газосодержанием и такими параметрами, как плотность ($r = -0,68$) и содержание серы ($r = -0,44$).

Пластовые температуры в рассматриваемых залежах изменяются в основном от 60 до $115\text{ }^\circ\text{C}$ (рис. 4), среднее по выборке из 2 878 значений — $81\text{ }^\circ\text{C}$.

Температуры ниже $60\text{ }^\circ\text{C}$ характерны для глубин менее 2 035 м , преимущественно для залежей в пластах групп АС и АВ. В зоне сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины пластовые температуры больше $85\text{ }^\circ\text{C}$, на самом своде и граничащих с ним положительных элементах Фроловской мегавпадины температура превышает $100\text{ }^\circ\text{C}$.

Пластовая температура является очень важным параметром. По мнению И. В. Гончарова [9], при пластовой температуре до $70\text{ }^\circ\text{C}$ главную роль в определении геохимического облика нефти играет биodeградация. Следовательно, анализируя свойства нефтей из вышеперечисленных зон с пониженными пластовыми температурами, в том числе в залежах на Сургутском и Нижневартовском сводах (Самотлорское месторождение), нужно учитывать возможные вторичные изменения нефти.

Рис. 4. Пластовая температура

Анализируя распределения в плане рассмотренных выше характеристик нефтей, следует отметить, что карты содержания серы, содержания смол и асфальтенов, вязкости, плотности характеризуются сходными трендами, а газосодержание находится в обратной корреляции с этими параметрами.

Выделение градаций нефтей. По соотношению четырех основных параметров: серосодержания, содержания смол и асфальтенов, вязкости и плотности были выделены градации нефти, представленные в таблице.

Градации нефтей

Градация нефти	Содержание серы, %	Содержание смол и асфальтенов, %	Вязкость, мПа·с	Плотность, г/см ³
I	1,0–3,0	8–20	1,5–7,0	0,86–0,91
Ia	1,0–3,0	6–8	0,0–1,5	0,84–0,86
I–II	0,6–1,0	6–8	0,0–1,5	0,84–0,86
II	0,0–0,6	4–6	0,0–1,5	0,79–0,84
III	0,0–0,3	0–4	0,0–1,0	0,79–0,82

Нефти градации I характеризуются максимальными значениями основных параметров: содержания серы, содержания смол и асфальтенов, вязкости и плотности и распространены в центральной части рассматриваемой территории. Основная зона градации I северо-западного простирания охватывает Сургутский свод и распространяется на центральную часть Юганской мегавпадины (рис. 5). Зона меньшего размера северо-восточного простирания выделяется на юго-западе Фроловской мегавпадины в районе Зимнего и Ендырского валов. Выделены еще два участка с нефтями градации I в районе Салымского и Верхнесалымского мегавалов.

Нефти градации Ia характеризуются значениями содержания серы 1–3 %, но величины остальных трех параметров для них меньше максимальных значений. Они распространены в зоне сочленения Нижневартовского свода и Юганской мегавпадины, примыкающей к основной области градации I. Более низкие значения содержания смол и асфальтенов при высоких значениях сернистости могут объясняться тем, что сера входит в состав как высокомолекулярных соединений, к кото-

рым относятся смолы и асфальтены, так и низко- и среднемолекулярных соединений (до C25), в которых она связана только с углеродом и водородом [1].

Рис. 5. Районирование по градациям нефтей

Если это предположение верно, оно, в свою очередь, может свидетельствовать о большей зрелости нефтей Ia по сравнению с градацией I, так как термическая эволюция связана с уменьшением тяжелых составляющих [1], к которым относятся смолы и асфальтены. Более высокая зрелость может быть связана с более высокими пластовыми температурами ($> 85^{\circ}\text{C}$), что, кстати, оказывает влияние на уменьшение вязкости.

Для **нефтей градации II** величина вязкости такая же, как у градации Ia, у остальных параметров более низкие значения: серосодержание — $\leq 0,6\%$, содержание смол и асфальтенов 4–6 %, плотности 0,79–0,84 г/см³. Они образуют два ареала на западе и востоке ХМАО — Югры, внешние границы которых проведены формально по границам тектонических элементов, что обусловлено отсутствием данных.

Между зонами развития нефтей градаций I и II выделяется **переходная область I-II**, в которой серосодержание изменяется от 0,6 до 1 %, содержание смол и асфальтенов 6–8 %, вязкость такая же, как у градации II, плотность 0,84–0,86 г/см³. Два небольших участка с нефтями, отнесенными к этой переходной градации, выделены на западе ХМАО — Югры (север Сергинского КП) и на востоке (в районе Александровского мегавала). На Сергинском КП единичное значение сернистости — 0,6 %, плотность 0,84–0,86 г/см³, вязкость 2,6 мПа·с, в районе Александровского мегавала плотность 0,84–0,86 г/см³, содержание смол и асфальтенов превышает 8 %.

К **градации III** отнесены нефти с минимальными значениями основных параметров. Это два участка на западе рассматриваемой территории: Каменная вершина с Рогожниковской зоной Краснотенинского свода и север Шаимского мегавала и зона к востоку от Северо-Вартовской мегатеррасы. Зоны выделены по серосодержанию $\leq 0,3\%$ и плотности $\leq 0,82$ г/см³.

По карте пластовых температур (см. рис. 4) с учетом рассмотренных выше распределений остальных параметров было выделено четыре участка с предположительно биодegradированной (б. г.) нефтью, характеризующейся высокой плотно-

стью и вязкостью: на западной границе ХМАО — Югры, на Сургутском своде и на юге Юганской мегавпадины.

Градации нефти и тип керогена. Выделенные градации нефти в целом соотносятся с полученным нами распределением типов ОВ по пиролитическим данным. Градации I и Ia соответствуют зоне ОВ I типа, градация II — зоне ОВ II типа, переходная градация I-II — ОВ типа I-II. Что касается градации III, то на востоке рассматриваемой территории она не может быть подтверждена пиролитическими данными ввиду их малочисленности.

На рисунке 6 представлен кроссплот, построенный по данным, полученным М. В. Дахновой и из литературных источников [10]. Показано содержание серы и отношение Pr/Ph в 22 пробах нефти из верхнеюрских и нижнемеловых отложений, (скважины, из которых отобраны пробы, обозначены на рисунке 5). Заливка символа соответствует градации нефти по схеме районирования (см. рис. 5).

Рис. 6. Кроссплот содержания серы и отношения Pr/Ph

Пробам, попадающим в зону нефтей градации II, соответствуют более низкие значения сернистости ($< 1,1\%$) и более высокие отношения Pr/Ph (0,97–1,44). Пробы, соответствующие нефтям градаций I и I-II, делятся на две группы. Одна характеризуется повышенным значением серосодержания ($> 1,2\%$) и пониженным Pr/Ph ($< 0,96$), вторая — параметрами, близкими к пробам из нефтей градации II. Ко второй группе относятся четыре пробы из нефтей Правдинско-Салымского и Приобского месторождений и одна из скв. 31 Когалымской. Более низкие величины сернистости и более высокие отношения Pr/Ph второй группы могут объясняться тем, что рассматриваемые параметры зависят от степени катагенеза ОВ, а район Правдинско-Салымского и Приобского месторождений характеризуется повышенными значениями — $T_{max} = 440\text{--}450\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Диапазон изменения показателя Pr/Ph подтверждает различия, существовавшие в обстановках формирования баженовских отложений. Отношение $Pr/Ph = 0,97\text{--}1,44$ характеризует восстановительные и слабо восстановительные условия, $Pr/Ph < 0,96$ свидетельствует о существовании резко восстановительной среды.

Серосодержание $> 0,5\%$ служит признаком морских аноксийных условий [10]. Более высокая сернистость $> 1,0\%$ может объясняться недостаточным содержанием в осадке реакционноспособного железа (из кластических осадков) для удаления всего бактериально генерированного сероводорода. Большая часть сульфидов поступает в кероген, происходит осернение органического вещества.

Таким образом, нефти градаций I, Ia и I-II формировались в морских резко восстановительных условиях, они характеризуются повышенной плотностью, высо-

ким содержанием смол и асфальтенов и низкой газонасыщенностью. Повышенная сернистость позволяет рассматривать органическое вещество, продуцировавшее эти нефти, как разновидность керогена типа IIS. Область развития этого типа керогена откартирована по значению сернистости 0,6 % (см. рис. 2).

Что касается формирования нефтей градаций II и III, оно также проходило в морских условиях, но в районах несколько более отдаленных от центра бассейна, с другими количеством и качеством ОВ, определяемыми не только его источником, но и степенью окисленности. Это обусловило более низкие сернистость, концентрацию асфальтено-смолистых веществ, вязкость, плотность и более высокую газонасыщенность. ОВ, послужившее источником для этих нефтей, можно рассматривать как классический кероген II типа.

Таким образом, выполненное определение типов органического вещества по пиролитическим данным и параметрам нефтей свидетельствует о неоднородности ОВ баженовской свиты, которая определяется его источником, условиями захоронения, процессами преобразования, степенью зрелости и т. д.

Предложенные модели распределения разных типов керогена требуют верификации вещественно-петрографическими исследованиями и пиролитическими анализами кинетики ОВ.

Представленное районирование подтверждает существование областей с преобладанием разных типов керогена в баженовской свите, которые различаются в том числе генерирующим потенциалом. Это должно учитываться при бассейновом моделировании и оценке перспектив нефтегазоносности.

Библиографический список

1. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. – 503 с.
2. К вопросу о типе органического вещества пород баженовской свиты / В. А. Волков [и др.] // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. – 2016. – № 28. – С. 3–18.
3. Шпилман В. И., Солопахина Л. А., Пятков В. И. Новая тектоническая карта Центральных районов Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Т. 1. – Ханты-Мансийск: Путеведь, 1999. – С. 96–115.
4. Захаров В. А. Условия формирования волжско-берриаской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биообразования. К 70-летию А. Ю. Розанова. – М.: Т-во научных изданий. КМК, 2006. – С. 552–564.
5. Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов / И. В. Гончаров [и др.] // Нефтяное хозяйство, 2016. – № 10. – С. 20–25.
6. Orr W. L. Kerogen/asphaltene/sulfur relationships in sulfur-rich Monterey oils // Organic Geochemistry – 1986. – Vol. 10. – P. 499–516.
7. Williams L. A. Subtidal Stromatolites in Monterey Formation and Other Organic-Rich Rocks as Suggested Source Contributors to Petroleum Formation // The American Association of Petroleum Geologists. – 1984. – Vol. 68, № 12 (December). – P. 1879–1893.
8. Orr W. L., White C. M.; Geochemistry of Sulfur in Fossil Fuels // ACS Symposium Series; American Chemical Society. – Washington, DC, 1990. – P. 1–29.
9. Гончаров И. В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 181 с.
10. Geochemistry of selected oils and rocks from the central portion of the West Siberian basin / K. E. Peters [and etc.] // AAPG Bulletin. – Vol. 77, № 5. – P. 863–887.

Сведения об авторах

Оксенойд Елена Ефимовна, заведующий лабораторией геологии баженовско-абалакского нефтегазового комплекса, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилмана, г. Тюмень, тел. 8(3452)229708, e-mail: oksenoyd@crru.ru

Волков Владимир Андреевич, к. г.-м. н., заместитель директора по науке, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилмана, г. Тюмень, тел. 8(3452)621902, e-mail: volkov@crru.ru

Олейник Елена Владимировна, заведующий лабораторией геологии неокомских отложений, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилмана, тел. 8(3452)621868, e-mail: oleynik@crru.ru

Мясникова Галина Петровна, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)229704, e-mail: crru@crru.ru

Information about the authors

Oksenoyd E. E., Head of Laboratory of Bazhenov-Abalak Oil and Gas Bearing Complex, V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, phone: 8(3452)229708, e-mail: oksenoyd@crru.ru

Volkov V. A., Candidate of Geology and Mineralogy, Deputy Director on Science, V. I. Shpilman Research and Analytical Center for the Rational Use of the Subsoil, phone: 8(3452)621902, e-mail: volkov@crru.ru

Oleynik E. V., Head of the Laboratory of Geology of Neocomian Sediments, V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, phone: 8(3452)621868, e-mail: oleynik@crru.ru

Myasnikova G. P., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)229704, e-mail: crru@crru.ru