

РОЛЬ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В ПРОГНОЗЕ НЕФТЕНОСНОСТИ И ОЦЕНКЕ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА ЧЕРНОСЛАНЦЕВЫХ ТОЛЩ (на примере баженовской свиты)

М.Б. Скворцов, М.В. Дахнова, С.В. Можегова,
А.М. Кирсанов, И.К. Комков, И.Л. Пайзанская

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт,
105118, Москва, шоссе Энтузиастов, 36, Россия

На примере отложений баженовской свиты Западной Сибири рассмотрены подходы к прогнозу нефтеносности черносланцевых толщ и оценке их ресурсного потенциала на основе результатов геохимических исследований. Показано, что региональные закономерности распределения нефти в баженовской толще определяются начальными концентрациями в породах органического вещества (ОВ) и уровнем его катагенетической зрелости.

Для уточнения существующих схем катагенеза ОВ баженовской свиты, основанных на данных по показателю отражения витринита (R_{Vt}^0) контактирующих с ней отложений, использованы показатели состава автохтонного ОВ самой баженовской свиты, определяемые методом Rock-Eval (T_{max} , HI, PC, RC). На основании этих показателей определены параметры, необходимые для оценки масштабов генерации УВ, в разных катагенетических зонах.

Установленные в хорошо охарактеризованных керном разрезах связи между содержанием C_{org} (ТОС) и наличием параавтохтонной нефти в породах дают возможность прогноза перспективных нефтенасыщенных интервалов в разрезах, не охарактеризованных керном по данным ГИС, а также оценки ресурсов и запасов содержащихся в них УВ флюидов.

Сланцевые толщи, баженовская свита, прогноз нефтеносности, оценка ресурсов.

GEOCHEMICAL METHODS FOR PREDICTION AND ASSESSMENT OF SHALE OIL RESOURCES (case study of Bazhenov Formation)

M.B. Skvortsov, M.V. Dakhnova, S.V. Mozhegova, A.M. Kirsanov, I.K. Komkov, and I.L. Paizanskaya

The paper presents approaches to characterization of shale source rocks using geochemical data for the case of the Bazhenov petroleum system in West Siberia. Regional patterns of oil distribution in the Bazhenov shale are shown to depend on their original total organic carbon (TOC) content and thermal maturity. The existing thermal maturity model for the Bazhenov Formation based on vitrinite reflectance (R_{Vt}^0) of nearby beds has been updated using parameters measured by Rock-Eval pyrolysis (T_{max} , HI, PC, and RC) for the shale itself. The results were used to quantify hydrocarbon resources in different maturity zones. The relationship between total organic carbon and presence of expelled oil found for logged zones in the Bazhenov section allows allocation and quantifying oil resources in unlogged beds.

Shale oil, Bazhenov Formation, source and reservoir potential, evaluation of resources

ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на то, что проблема нефтеносности сланцевых толщ или, как принято называть их в России, отложений доманикового типа изучается не один десяток лет, ключевые практические вопросы этой проблемы все еще остаются нерешенными и остродискуссионными. К ним в первую очередь относятся вопросы, связанные с выделением пород-коллекторов в таких толщах и с оценкой ресурсов и запасов содержащейся в них нефти. Без решения этих вопросов не будет сдвигов и в решении проблемы освоения скоплений «сланцевой нефти».

Ввиду сложности строения и нетрадиционного типа углеводородных скоплений в «сланцевых толщах» для прогноза их нефтеносности должен использоваться широкий комплекс различных видов исследований. В настоящей статье на примере баженовской свиты — одной из наиболее изученных «сланцевых толщ» России — рассматривается роль и место геохимических исследований в общем комплексе работ.

Как показали исследования «сланцевых толщ» разных регионов мира, несмотря на целый ряд различий в их строении и масштабах влияния на нефтеносность подстилающих и перекрывающих отложений (открытые или закрытые генерационно-аккумуляционные системы), региональные закономерности распределения нефти в самих толщах определяются одними и теми же факторами: начальными концентрациями (до начала активных процессов нефтегазогенерации) в породах органического вещества (ОВ) и его катагенетической зрелостью.

К настоящему времени можно считать установленным, что катагенез и концентрация ОВ ($C_{орг}$) в породах определяют не только масштабы нефтегазообразования, но и емкостные характеристики пород, слагающих «сланцевые толщи». Для баженовской свиты это было показано еще в начале 80-х годов прошлого столетия в работах Белецкой С.Н. и др. [Краснов и др., 1980] и Дорофеевой Т.В. и др. [1983]. Согласно результатам этих работ, одним из важнейших процессов, приводящих к формированию эффективных коллекторов в породах баженовской свиты, является процесс катагенетического преобразования ОВ.

По мнению Дорофеевой Т.В. и др. [1983], основной причиной возникновения нефтенасыщенного пласта-коллектора в образованиях баженовской свиты явилось единство процессов нефтегенерации и формирования пород-коллекторов.

В исследованиях, проводившихся по зарубежным сланцевым формациям, также отмечается большая роль процессов катагенетического преобразования ОВ в формировании пористости в таких формациях [Jarvie et al., 2007, 2012; Loucks et al., 2009; Romero-Sarmiento et al., 2013]. Например, в работе [Loucks et al., 2009] показано, что в сланцевой формации Барнетт большинство нанопор ассоциируется с включениями ОВ. Поры, не ассоциирующиеся с ОВ, встречаются гораздо реже.

Из вышеизложенного необходимость геохимических исследований для прогноза нефтеносности и оценки ресурсного потенциала черносланцевых толщ очевидна.

В настоящей работе рассматриваются результаты исследований геохимии ОВ баженовской свиты и ее аналога нижнетутлеймской подсвиты, проведенные во ВНИГНИ, с целью обоснования геохимических критериев прогноза нефтеносности черносланцевых толщ и оценки ресурсов и запасов содержащейся в них нефти.

КАТАГЕНЕЗ И ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Проведенные исследования базируются на результатах анализов обширной коллекции образцов пород (около 2000) баженовской свиты и ее аналога нижнетутлеймской подсвиты из более чем 80 скважин разных районов Западно-Сибирской НГП. Схема расположения изученных разрезов представлена на рис. 1.

Анализ ОВ пород проводился на приборе Rock-Eval 6 версии Standard фирмы Vinci Technologies. Для 309 образцов из коллекции был выполнен повторный анализ методом Rock-Eval после экстракции пород хлороформом для того, чтобы определить долю свободных углеводородов в составе ОВ, выходящих с пиком S_2 .

Содержание $C_{орг}$ (ТОС) в отложениях баженовской свиты и ее аналога нижнетутлеймской подсвиты на значительной площади Западной Сибири превышает 5—7 %. Ареал распространения наиболее обогащенных ОВ отложений (> 10 % ТОС) локализуется в районах Фроловской, Надымской и Юганской мегавпадин, Колтогорского прогиба и на примыкающих сводах [Конторович, 1975].

Учитывая огромное влияние катагенеза на масштабы генерации УВ и на формирование коллекторов в породах баженовской свиты (и других «сланцевых» толщ), первым шагом при прогнозе их нефтеносности является дифференциация изучаемой территории по уровню зрелости ОВ.

Наиболее полная схема катагенеза ОВ для кровли верхнеюрских отложений Западной Сибири, охватывающая всю территорию распространения отложений баженовской свиты и нижнетутлеймской подсвиты, приведена в работе А.Н. Фомина [2011]. Она основана преимущественно на результатах определения отражательной способности витринита (R_{Vt}^o), распределенного в перекрывающих и подстилающих баженовскую свиту отложениях, поскольку в породах самой баженовской свиты витринит, как правило, отсутствует.

Для уточнения и детализации существующей схемы в дополнение к данным по R^o нами использовался ряд показателей, основанных на параметрах Rock-Eval, отражающих динамику преобразования с ростом зрелости автохтонного ОВ самой баженовской свиты. К числу таких показателей относятся: температура максимального выхода УВ при деструкции керогена в процессе пиролиза (T_{max}), водородный индекс керогена (HI), доля пиролизуемого (PC) и остаточного непиролизуемого (RC) углерода в ОВ.

Правомерность применения параметров Rock-Eval для изучения динамики преобразования ОВ баженовской свиты обеспечивается однотипностью содержащегося в ней ОВ, а также относительно не-

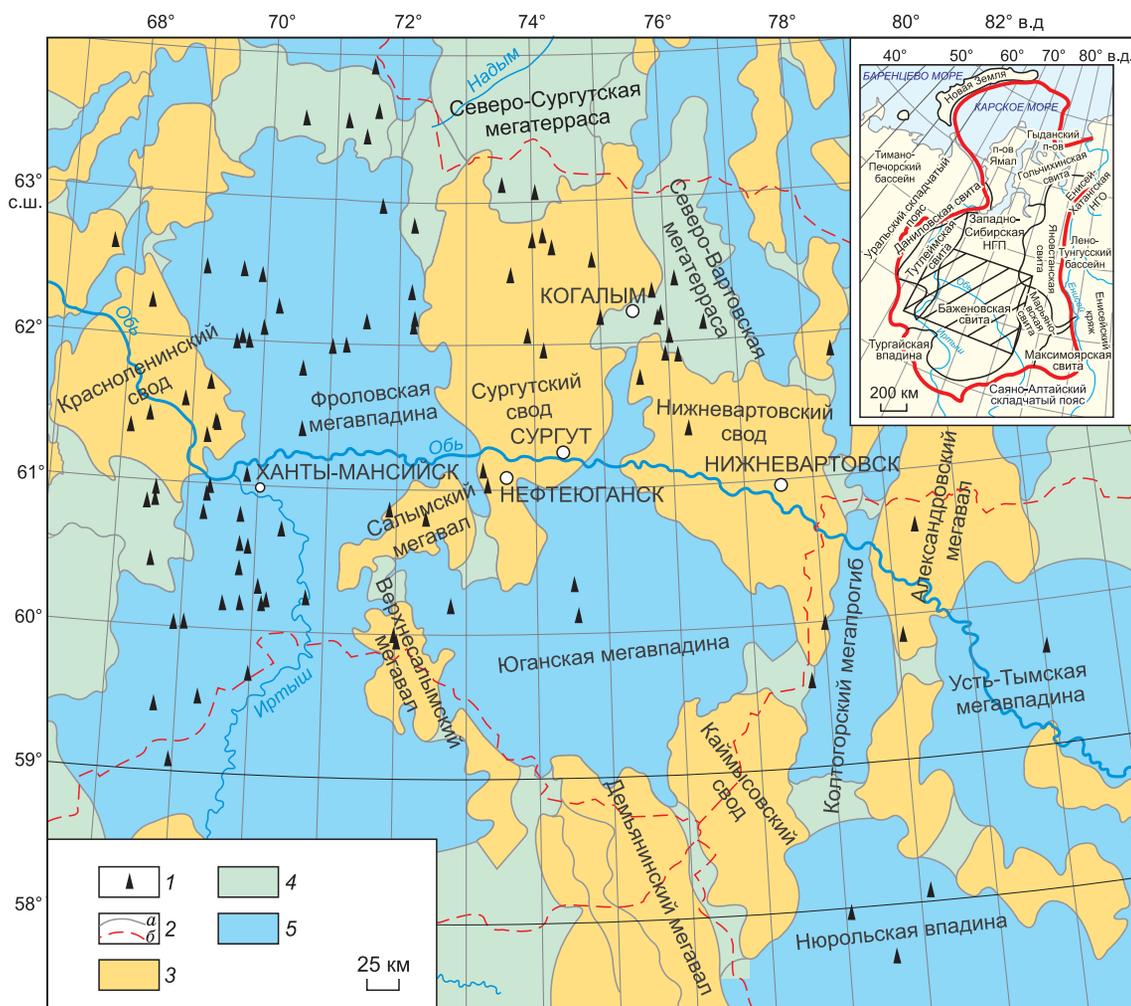


Рис. 1. Схема расположения изученных скважин.

1 — изученные скважины; 2 — границы: а — тектонических элементов, б — административные; 3–5 — тектонические элементы: 3 — положительные, 4 — промежуточные, 5 — отрицательные. На врезке — местоположение ЗС НПГ, район исследований заштрихован.

высоким максимальным уровнем его катагенеза в рассматриваемом регионе — до развития интенсивных процессов вторичного крекинга жидких УВ с образованием газов.

На рис. 2 показаны тренды изменения параметров Rock-Eval и их отношений с ростом T_{\max} . Для построения этих трендов были использованы средние значения перечисленных параметров в породах баженовской свиты в 77 изученных скважинах. Из расчетов были исключены образцы из нефтенасыщенных интервалов. Такие интервалы уверенно идентифицируются по anomalously повышенным относительно $C_{\text{орг}}$ (ТОС) значениям пика S_1 , что было показано нами ранее [Дахнова и др., 2007]. Как правило, в этих интервалах параметры T_{\max} , HI, PC искажены из-за присутствия в них миграционных УВ. В зонах высокого катагенеза, где параавтохтонная нефтенасыщенность наблюдается практически по всей мощности свиты, значения T_{\max} и других используемых параметров брались по результатам исследований проэкстрагированных хлороформом образцов пород [Дахнова и др., 2015].

Анализ полученных материалов показал, что до уровня катагенеза, соответствующего $T_{\max} = 430^\circ\text{C}$, интенсивные процессы генерации УВ в баженовской свите еще не начались. В пределах этой зоны HI и соотношение разных форм ОВ в его составе (PC/RC, PC/ТОС, RC/ТОС) остаются практически неизменными (см. рис. 2). Для рассматриваемой зоны характерны максимальный для автохтонного ОВ HI, равный 700 мг УВ/г ТОС, и максимальное значение отношения PC/RC (около 1.5). Эти характеристики могут быть приняты как исходные для ОВ баженовской свиты при оценке масштабов генерации УВ.

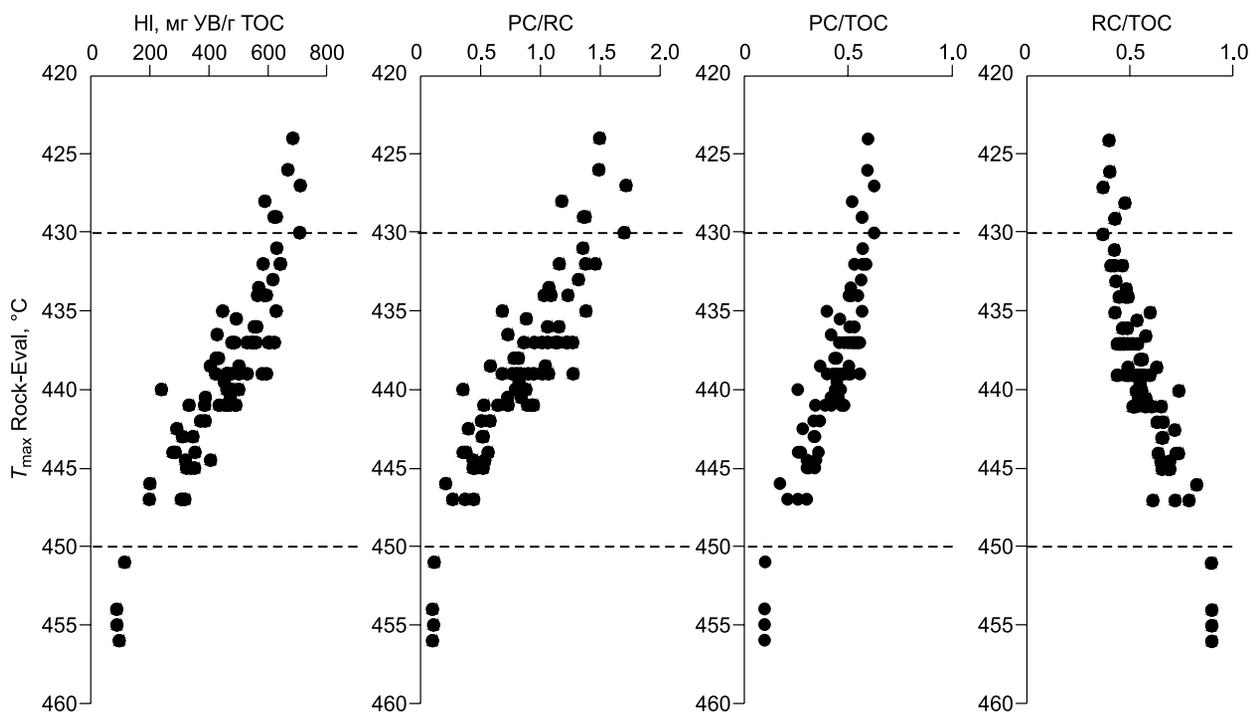


Рис. 2. Изменение параметров Rock-Eval и их отношений с ростом катагенеза ОБ (T_{\max}) в отложениях баженовской свиты.

HI — водородный индекс керогена, мг УВ/г ТОС; ТОС — общее содержание органического углерода в породе, %; PC — пиролизуемый органический углерод в породе, %; RC — непиролизуемый органический углерод в породе, %. Значения параметров и отношений взяты как средние по разрезу скважины.

В интервале T_{\max} 430—450 °С доля PC в составе ТОС (PC/ТОС) направленно сокращается, поскольку пиролизуемая часть керогена расходуется на образование УВ и неуглеводородных (CO , CO_2) продуктов в процессе катагенеза (см. рис. 2).

Параллельно тренду изменения показателя PC/ТОС с ростом T_{\max} меняются и HI, и PC/RC. Доля же непиролизованного углерода в составе ОБ (RC/ТОС), наоборот, возрастает.

На диаграммах, приведенных на рис. 2, видно, что градиент изменения показателей HI, PC/RC, PC/ТОС, RC/ТОС с ростом T_{\max} в диапазоне 430—440 °С меньше, чем в диапазоне 440—450 °С. Наблюдаемые изменения градиента согласуются с известной закономерностью преобразований ОБ в мезокаатагенезе — ростом их интенсивности по мере роста катагенеза ОБ.

При T_{\max} выше 450 °С процессы генерации жидких УВ в баженовской свите практически завершаются. HI в этой зоне не превышает 100 мг УВ/г ТОС, а основную долю в составе ОБ занимает непиролизуемая его часть — на долю RC в составе ТОС приходится около 90 %.

На основании анализа изменения показателей состава ОБ баженовской свиты, отражающих динамику его преобразования по мере роста зрелости (в рассматриваемом случае это T_{\max} Rock-Eval), нами были определены параметры, необходимые для оценки масштабов генерации углеводородов в рассматриваемой толще в разных катагенетических зонах (табл. 1), и составлена схема катагенеза ОБ в изученной части рассматриваемого региона в значениях T_{\max} Rock-Eval (рис. 3).

Эта схема в общих чертах согласуется с существующей [Фомин, 2011], основанной на замерах R^o , но отличается от нее большей детальностью, а главное, позволяет получить конкретные параметры, необходимые для оценки и прогноза нефтеносности баженовской свиты в слабоизученных зонах.

Так, зная соотношение пиролизуемой (PC) и непиролизуемой (RC) частей в составе ОБ баженовской свиты на разных уровнях катагенеза, в том числе и для ОБ ранней зрелости ($R^o < 0.5$ %), а также современное содержание $C_{\text{орг}}$ (ТОС), можно рассчитать начальные концентрации $C_{\text{орг}}$ ($C_{\text{орг}0}$ или ТОС_0) в изучаемых отложениях. Такая оценка возможна, поскольку содержание RC в породах в диапазоне катагенеза ОБ баженовской свиты в рассматриваемом районе практически не меняется.

Как показали проведенные исследования, несмотря на значительные вариации современных концентраций $C_{\text{орг}}$, начальные его концентрации в разных катагенетических зонах, рассчитанные как средневзвешенные по мощности в разрезах конкретных скважин, различаются незначительно. Они составляют в среднем 10—15 %.

Таблица 1. Параметры Rock-Eval и их отношения, отражающие динамику преобразования ОБ баженовской свиты и их связь с катагенезом

T_{max} , °C	НI, мг УВ/ г ТОС	РС/RC	РС/ТОС	RC/ТОС
< 430	700	1.4—1.5	0.6	0.4
430—435	600	1.1—1.4	0.6—0.5	0.4—0.5
435—440	500	0.7—1.1	0.5—0.4	0.5—0.6
440—445	380	0.4—0.7	0.4—0.3	0.6—0.7
445—450	250	0.2—0.4	0.3—0.1	0.7—0.9
> 450	100	< 0.2	< 0.1	> 0.9

Примечание. НI — водородный индекс керогена; ТОС — общее содержание органического углерода в породе, %; РС — пиролизуемый углерод, % на породу; RC — непиролизуемый углерод, % на породу.

Величина различий между современными и начальными концентрациями $C_{орг}$ определяется главным образом уровнем катагенеза ОБ в той или иной зоне, от которого зависит потеря его массы в процессе нефтегазогенерации. Например, по нашим оценкам, начальные концентрации $C_{орг}$ в отложениях баженовской свиты в Салымском районе, характеризующиеся наиболее высоким катагенезом ОБ в изученном регионе, могли превышать современные в 2.0—2.5 раза, в районе Галяновской площади, где катагенез ОБ гораздо ниже, примерно в 1.5 раза (табл. 2). Соответственно и масштабы генерации УВ в Салымском районе значительно выше по сравнению с Галяновским (см. табл. 2).

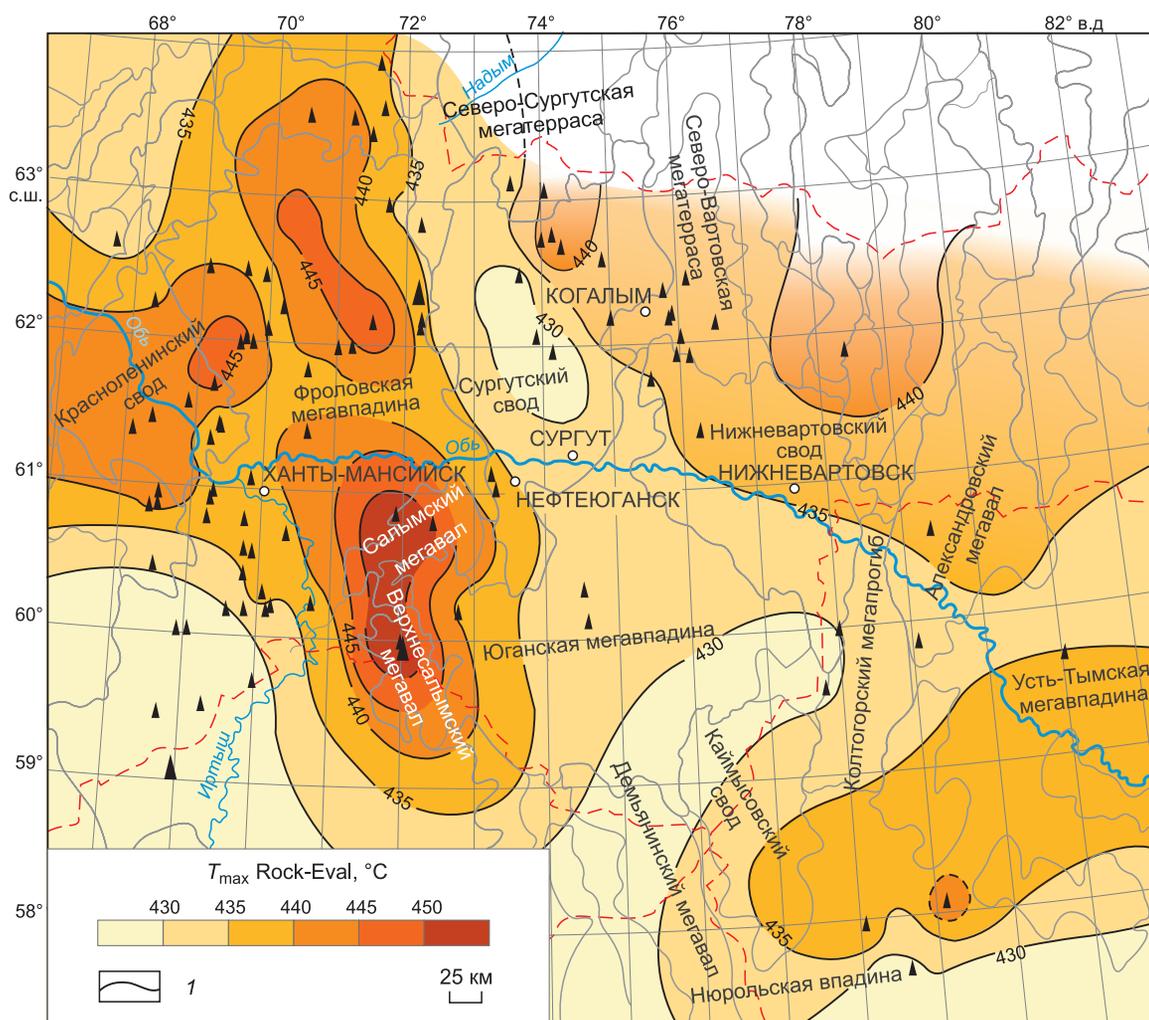


Рис. 3. Схема зрелости ОБ баженовской свиты.

l — линии равных значений T_{max} , °C. Остальные усл. обозн. см. на рис. 1.

Таблица 2. Расчетные параметры для подсчета удельных плотностей генерации УВ отложений баженовской свиты и диапазон их изменения на разных уровнях катагенеза

T_{\max} , °C	RC/ТОС	ТОС ₀ /ТОС _с	ТОС _с , %	НН, мг УВ/г ТОС	Удельная плотность генерации УВ, тыс. т/км ² /м
< 430	0.4	1.00	10.0—15.0	700	—
430—435	0.4—0.5	1.00—1.25	9.0—13.5	600	36.80—55.20
435—440	0.5—0.6	1.25—1.40	7.5—11.5	500	74.75—109.25
440—445	0.6—0.7	1.40—1.70	6.5—9.8	380	104.20—155.85
445—450	0.7—0.9	1.70—2.50	5.0—7.5	250	132.25—198.40
> 450	0.9	> 2.50	4.0—6.0	100	151.80—227.70

Примечание. ТОС₀ — начальное содержание $C_{\text{орг}}$; ТОС_с — современное содержание $C_{\text{орг}}$; RC — непиролизуемый углерод; НН — водородный индекс керогена. Расчеты проводились для диапазона начальных содержаний ТОС 10—15 %. Плотность пород принималась равной 2.3 кг/м³.

Уровень катагенетического изменения ОВ баженовской свиты отражается и на содержании в его составе свободных УВ, как фиксируемых пиком S_1 Rock-Eval, так и определяемых по разнице величин пика S_2 до и после экстракции битумоидов ($S_{2a} = S_2$ до экстракции — S_2 после экстракции). Наиболее наглядно это отражается на диаграмме $S_1 + S_{2a}$ (в долях от РС) от T_{\max} (рис. 4). На диаграмме видно, что доля РС, представленная свободными УВ, увеличивается в составе пиролизуемой части ОВ с ростом катагенеза. При этом наибольшие ее значения фиксируются в нефтесодержащих интервалах, идентифицируемых по аномально повышенным величинам S_1 относительно ТОС (на рис. 4 образцы из этих интервалов выделены белым цветом).

В нефтенасыщенных интервалах содержание свободных УВ в составе ОВ достигает максимальных значений при T_{\max} 440—445 °C и с дальнейшим ростом катагенеза остается практически неизменным или даже снижается. В рассматриваемом случае это снижение можно объяснить тем, что в зонах высокого катагенеза потери свободных УВ из керна, связанные с его подъемом с глубины, транспортировкой и другими операциями, значительно больше по сравнению с зонами менее преобразованного ОВ.

По нашим оценкам, эти потери в Галяновском районе составляют около 25 %, в изученных разрезах Салымского района они достигают 50 % и более [Дахнова и др., 2015]. Причиной таких различий является как повышение содержания низкомолекулярных УВ в составе генерированных нефтей и уменьшение содержания в них смолисто-асфальтеновых компонентов с ростом катагенеза ОВ, так и уменьшение сорбционной емкости пород по мере деструкции содержащегося в них керогена. Если учесть эти потери, то доля РС, соответствующая содержанию свободных УВ, в составе пиролизуемой части ОВ в зонах высокого катагенеза будет продолжать расти.

Для прогноза нефтеносности «сланцевых толщ» необходимо понимать закономерность распределения нефтенасыщенных горизонтов в разрезе слагающих их отложений в одних и тех же катагенетических зонах. Одной из таких закономерностей является приуроченность нефтенасыщенных горизонтов к интервалам разреза с относительно невысокими концентрациями $C_{\text{орг}}$ (в баженовской свите < 10 %) по сравнению с контактирующими с ними пачками пород. Эта закономерность установлена во многих известных «сланцевых толщах», в том числе и в баженовской свите.

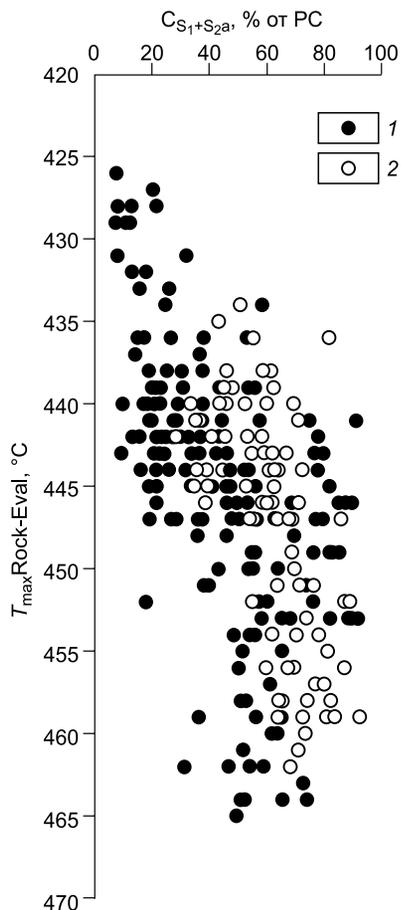


Рис. 4. Изменение доли пиролизуемого углерода, представленного свободными УВ ($S_1 + S_{2a}$), в составе пиролизуемой части ОВ (РС) с ростом катагенеза (T_{\max}) в отложениях баженовской свиты.

1 — образцы пород, в которых $S_1/\text{ТОС} < 100$ мг УВ/г ТОС; 2 — образцы пород, в которых $S_1/\text{ТОС} > 100$ мг УВ/г ТОС. Значения T_{\max} взяты по результатам анализа проэкстрагированных пород. $C_{S_1+S_{2a}} = (S_1 + S_{2a}) \cdot 0.83/10$, где 0.83 — доля углерода в углеводородах.

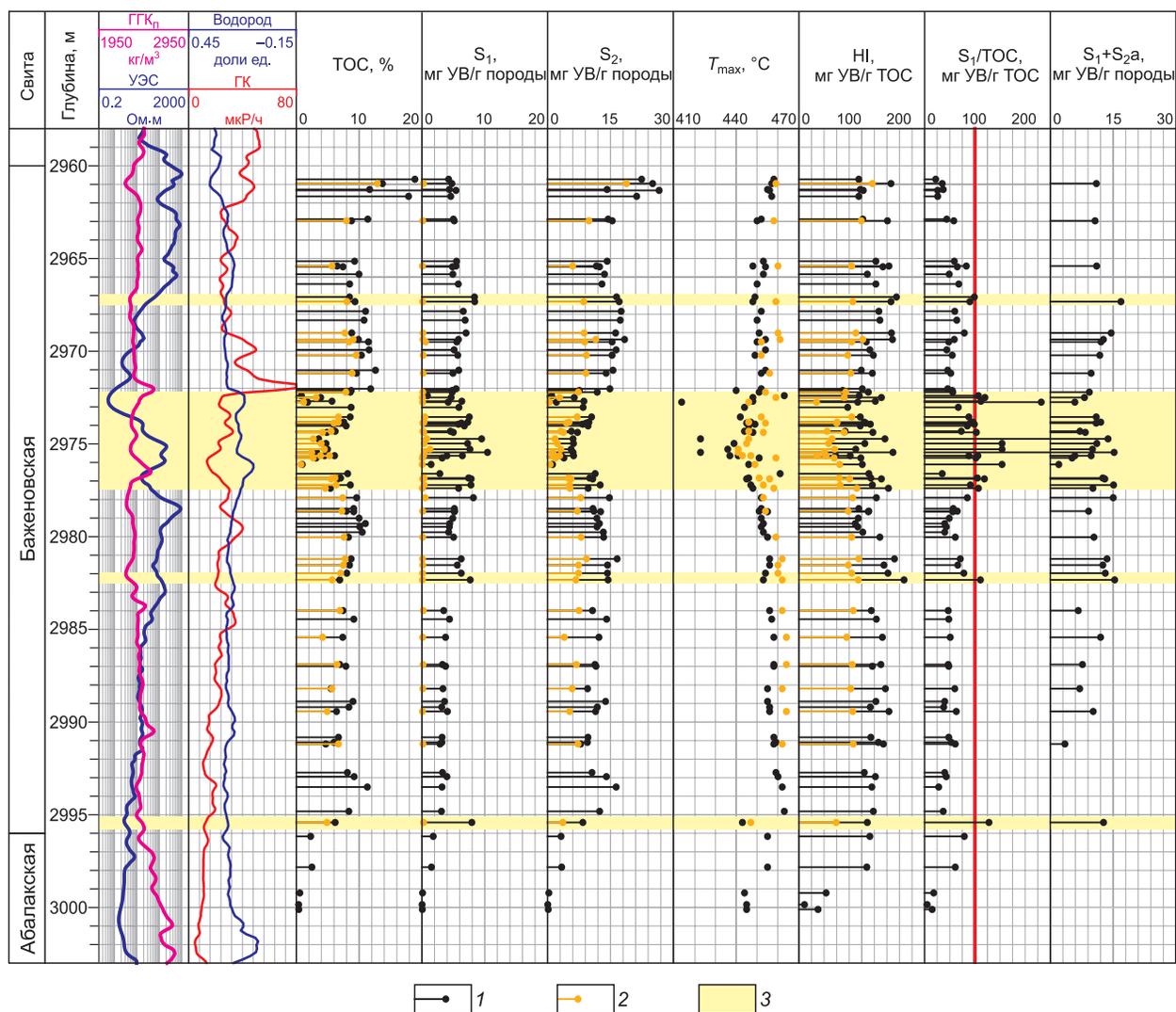


Рис. 5. Геолого-геохимический разрез отложений баженовской свиты в одной из скважин Верхнесалымской площади.

1, 2 — результаты исследования образцов пород: 1 — до экстракции хлороформом, 2 — после экстракции; 3 — нефтенасыщенные интервалы, выделенные по результатам Rock-Eval. S_{2a} = S₂ до экстракции — S₂ после экстракции.

В изученных разрезах баженовской свиты в высокообогащенных ОБ (> 10 % ТОС) и, как правило, более глинистых пачках по сравнению с породами с меньшими концентрациями ТОС признаков параавтохтонной нефтенасыщенности (S₁/ТОС > 100 мг УВ/г ТОС) не наблюдается. Это может объясняться большими масштабами генерации УВ в обогащенных C_{орг} пачках по сравнению с вмещающими их отложениями, большей их сжимаемостью при повышении давления в результате преобразования твердого керогена в жидкие и газообразные флюиды, что приводит к выжиманию нефти из них в менее обогащенные C_{орг} и более хрупкие породы. Последние могут быть представлены различными литологическими типами. Главное, чтобы они были слабглинистыми или неглинистыми и обедненными C_{орг} (ТОС) [Славкин и др., 2007; Дахнова и др., 2007; Зубков, 2014].

Например, в разрезе одной из скважин Верхнесалымской площади (рис. 5) видно, что обогащенные ОБ (ТОС > 10 %) пачки пород характеризуются самым низким содержанием свободных УВ относительно ТОС — S₁/ТОС в них колеблется около 20 мг УВ/г ТОС. А нефтенасыщенные интервалы, в которых S₁/ТОС > 100 мг УВ/г ТОС, приурочены наоборот к пачкам пород с относительно невысоким содержанием ТОС. Наиболее мощный и содержащий большее количество подвижных УВ нефтенасыщенный горизонт в разрезе этой скважины выделяется в интервале глубин 2972—2977 м (см. рис. 5). При этом в разрезе отмечается благоприятное соседство этого интервала с более обогащенными ОБ прослоями.

Наблюдаемая закономерность приуроченности нефтенасыщенных интервалов к пачкам пород с относительно невысоким содержанием $C_{орг}$ позволяет прогнозировать перспективные интервалы внутри толщи с помощью данных ГИС, исключив сначала из числа потенциальных коллекторов баженновской свиты интервалы с концентрациями $C_{орг} > 10\%$ по данным ГК.

Как видно на рис. 5, выделяемые по данным Rock-Eval нефтенасыщенные интервалы характеризуются повышенным сопротивлением (УЭС), относительно пониженными значениями ГК и повышенными значениями НГК. При этом наиболее перспективными по количеству содержащейся в них нефти будут интервалы, контактирующие с более обогащенными ОВ пачками пород.

Масштабы нефтенасыщенности выделенных интервалов будут определяться главным образом уровнем катагенеза ОВ и содержанием в них $C_{орг}$, а точнее, пиролизуемой его части (РС, см. рис. 4).

Проведенные нами подсчеты количества содержащейся в баженновской свите нефти, по данным Rock-Eval, в разрезах скважин из зон разного катагенеза показали, что содержание подвижных УВ (тыс. т/км²/м) с ростом катагенеза уменьшаются. Однако не следует забывать о том, что с ростом зрелости увеличиваются и потери свободных (и особенно подвижных) УВ при подъеме керна. Эти потери необходимо учитывать при оценке количества содержащейся в изучаемых толщах нефти. С учетом этих потерь, по нашим расчетам получается, что в пределах зоны высокого катагенеза (Верхнесалымская площадь) содержание свободных параавтохтонных УВ составляют 20—35 тыс. т/км²/м, в то время как в зонах невысокого катагенеза (например, на Галяновской площади) — 5—15 тыс. т/км²/м, т. е. в 1.5—2.0 раза ниже.

Таким образом, на основании результатов анализа пород методом Rock-Eval при хорошей охарактеризованности разреза керном можно выделить нефтенасыщенные пачки, определить их толщины и количество содержащейся в них нефти. Установленные в хорошо изученных разрезах связи между содержанием $C_{орг}$ (ТОС) и наличием свободных УВ в породах в зонах разного катагенеза дает возможность прогноза нефтенасыщенных интервалов в разрезах неохарактеризованных керном, а также оценки ресурсов и запасов содержащихся в них УВ флюидов.

Подход к оценке ресурсов и запасов содержащейся в «сланцевых толщах» нефти, по данным Rock-Eval, а также приемы использования геохимических методов для оконтуривания единых нефтенасыщенных тел были рассмотрены нами ранее [Дахнова и др., 2010, 2015].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главными геохимическими факторами, определяющими закономерности распределения нефти в черносланцевых толщах, являются начальные концентрации (до начала интенсивных процессов нефтегазогенерации) в породах органического вещества и его катагенетическая зрелость.

Для определения уровня катагенеза однотипного сапропелевого ОВ баженновской свиты более информативными по сравнению с R_{V1}^o являются показатели, получаемые методом Rock-Eval. К их числу относятся T_{max} , HI, PC/RC, PC/ТОС, RC/ТОС. Эти показатели отражают динамику преобразования ОВ с ростом катагенеза. Кроме того, они дают возможность получить параметры, необходимые для оценки ресурсов и подсчета запасов нефти в отложениях рассматриваемого типа.

Полученная информация об особенностях распределения разных форм ОВ в отложениях баженновской свиты в зависимости от катагенеза дает возможность прогнозировать продуктивность рассматриваемой толщи в слабоизученных зонах.

Общей закономерностью распределения нефтенасыщенности по разрезу баженновской толщи является приуроченность нефтенасыщенных горизонтов к интервалам разреза, сложенным относительно обедненными ТОС пачками пород. Высокообогащенные ОВ (> 10 % современного содержания ТОС) пачки пород, как правило, не содержат параавтохтонной нефти.

Установленная связь между нефтенасыщенностью пород и содержанием $C_{орг}$ (ТОС) позволяет выделять потенциально нефтенасыщенные интервалы внутри толщи по данным ГИС при отсутствии керна. Наиболее перспективными из них будут те интервалы, которые контактируют с высокообогащенными $C_{орг}$ (ТОС) пачками пород.

Изучение геохимии ОВ должно быть обязательным видом исследований в общем комплексе работ по прогнозу нефтеносности черносланцевых толщ и количественной оценки их ресурсного потенциала, поскольку только геохимические исследования могут установить закономерности распределения разных форм ОВ, в том числе и нефти, в изучаемых отложениях.

ЛИТЕРАТУРА

Дахнова М.В., Назарова Е.С., Славкин В.С., Колосков В.Н., Алексеев А.Д. Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежей нефти в баженновской свите на западе Широкого Приобья // Геология нефти и газа, 2007, № 6, с. 39—43.

Дахнова М.В., Назарова Е.С., Алексеев А. Д., Колосков В.Н. Место геохимии в комплексе исследований, направленных на оптимизацию освоения залежей нефти в баженовской свите // Успехи органической геохимии: материалы Всерос. науч. конф. (11—15 окт. 2010 г.) / Ред. А.Э. Конторович. Новосибирск, ИНГ СО РАН, 2010, с. 125—128.

Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С., Пайзанская И.Л. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров // Геология нефти и газа, 2015, № 4, с. 55—61.

Дорофеева Т.В., Краснов С.Т., Лебедев Б.А., Петрова Г.В., Позиненко Б.В. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. Л., Недра, 1983, 131 с.

Зубков М.Ю. Коллекторы в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза // Геология нефти и газа, 2014, № 5, с. 58—72.

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975, 680 с.

Краснов С.Г., Белецкая С.Н., Лебедев В.А., Петрова Г.В. Новые данные о формировании коллекторов в баженовской свите Западной Сибири // Докл. АН СССР, 1980, т. 255, № 1, с. 155—157.

Славкин В.С., Алексеев А.Д., Колосков В.Н. Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтеносности баженовской свиты на западе Широкого Приобья // Нефтяное хозяйство, 2007, № 8, с. 100—104.

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск, ИНГ СО РАН, 2011, 331 с.

Jarvie D.M. Shale resource systems for oil and gas: Part 2 — Shale-oil resource systems / Ed. J.A. Breyer // Shale reservoirs — giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97, 2012, p. 89—119.

Jarvie D.M., Hill R.J., Ruble T.E., Pollastro R.M. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment // AAPG Bull., 2007, v. 91, № 4, p. 475—499.

Loucks R.G., Reed R.M., Ruppel S.C., Jarvie D.M. Morphology, genesis and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale // J. Sedim. Res., 2009, v. 79, p. 848—861.

Romero-Sarmiento M.-F., Ducros M., Carpentier B., Loran F., Cacas M.-C., Pegaz-Fiornet S., Wolf S., Rohais S., Moretti I. Quantitative evaluation of TOC, organic porosity and gas retention distribution in a gas shale play using petroleum system modeling: Application to the Mississippian Barnett Shale // Marine Petrol. Geol., 2013, v. 45, p. 315—330.

*Поступила в редакцию
26 августа 2016 г.*