



Ю. А. Кузьмин
канд. геол.-мин. наук
АУ «НАЦРН им. В.И. Шпильмана»¹
отделение геологического моделирования
и подсчёта запасов углеводородов
заведующий отделением
kuzmin@crru.ru

О необходимости комплексирования методов оценки запасов нефти баженовской свиты

¹Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана». Россия, 626026, Тюмень, ул. Малыгина, 75, а/я 286.

В июне 2019 г. заканчивается срок апробации «Временного методического руководства по подсчёту запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (ВМР). ВМР допускает несколько вариантов определения подсчётных параметров, эффективной нефтенасыщенной толщины. В статье рассмотрены некоторые методические приёмы, использованные в период апробации МР. В зависимости от геологической изученности возможны два основных подхода к оценке геологических запасов сланцевой нефти: объёмный метод, являющийся контрольным, и метод, основанный на результатах пиролиза керна. Специалистами АУ НАЦРН им. В.И. Шпильмана создана методика оценки нефтенасыщенной толщины битуминозных отложений, основанная на комплексировании различных методов исследования керна: литолого-минералогического состава и пиролитических параметров

Ключевые слова: баженовская свита; оценка запасов нефти; Временное методическое руководство; объёмный метод; пиролиз керна; комплексирование методов исследования керна; достоверность оценки

В июне 2019 г. заканчивается срок апробации «Временного методического руководства по подсчёту запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (ВМР).

ВМР допускает несколько вариантов определения подсчётных параметров, эффективной нефтенасыщенной толщины (Нэфн), в частности, один из них базируется на выделении в толще баженовских пород коллекторов (раздел 4.3).

Значение термина «коллектор сланцевого типа» в ВМР не определено, в соответствии же с [1] коллектором является порода, «... способная вмещать углеводороды (УВ) и/или воду и отдавать их при разработке в любых, даже незначительных количествах...». Такая неопределённость создаёт достаточно вольную интерпретацию требований ВМР к оценке подсчётных параметров, в связи с чем термин «коллектор сланцевого типа» должен быть увязан с применяемой технологией вскрытия объекта и интенсификацией притока.

Рассмотрим некоторые методические приёмы, использованные в период апробации ВМР. Обсуждаемые работы начинались задолго до

утверждения ВМР, в них отсутствует соответствие требованиям утверждённого методического руководства.

В зависимости от геологической изученности возможны два основных подхода к оценке **геологических** запасов сланцевой нефти: объёмный метод (ОМ), являющийся контрольным, и метод, основанный на результатах пиролиза керна (ПМ).

Формула подсчёта запасов объёмным методом общеизвестна, плотность геологических запасов нефти с использованием данных пиролиза подсчитывается по ВМР как:

$$Q_{\text{геол}} = (K_r / h_{\text{об}}) \sum_{i=1}^n S_1^i * \rho_n^i * h_{\text{об}}^i; \quad (1)$$

где:

$Q_{\text{геол}}$ – плотность геологических запасов нефти, тыс. т/км²;

$h_{\text{об}}$ – общая толщина пласта битуминозных пород, м;

S_1^i – средневзвешенное по толщине i-го слоя относительное содержание углеводородов, выделяемых из породы при пиролизе до 300 °С, мг УВ/г породы;

ρ_n^i – объёмная плотность i-го слоя породы, г/см³;

$h_{\text{об}}^i$ – общая толщина i-го слоя пород, м;

Таблица 1.

Методические подходы к оценке эффективной нефтенасыщенной толщины баженовских отложений

№ п/п	Методический подход по оцениваемому параметру	Метод оценки					Идентификация литотипа	Оценка достоверности определения Нэфн
		Керн			ГИС	ПГИ		
		Качественная характеристика	Минералогический состав	Пиролитические параметры				
1	Коллектор	Макроописание, свечение в УФ	Нет	Нет	Да (диапазон)	Да	Условно по ГИС	Нет
2	Глинистость	Нет	РСА, РФА	ТОС	Да (ГлВ, ОВ, хрупкость)	Нет	Количественно по ГлВ, ОВ, ВІ, $W_{\text{конт}}^{\text{конт}}$, σ_n (керн, ГИС)	Нет
3	Компонентный состав, пиролитические параметры	Нет	РСА, РФА	ТОС, S_1 , OSI	Да (компоненты)	Нет	Количественно по ГлВ, КрВ, КбВ, ОВ, S_1 (керн, ГИС)	Да
<p>Примечание: РСА – рентгеноструктурный анализ; РФА – рентгенофлуоресцентный анализ; ТОС – суммарное содержание органического углерода; S_1 – содержание в породе жидких УВ; OSI – индекс нефтенасыщенности.</p>								

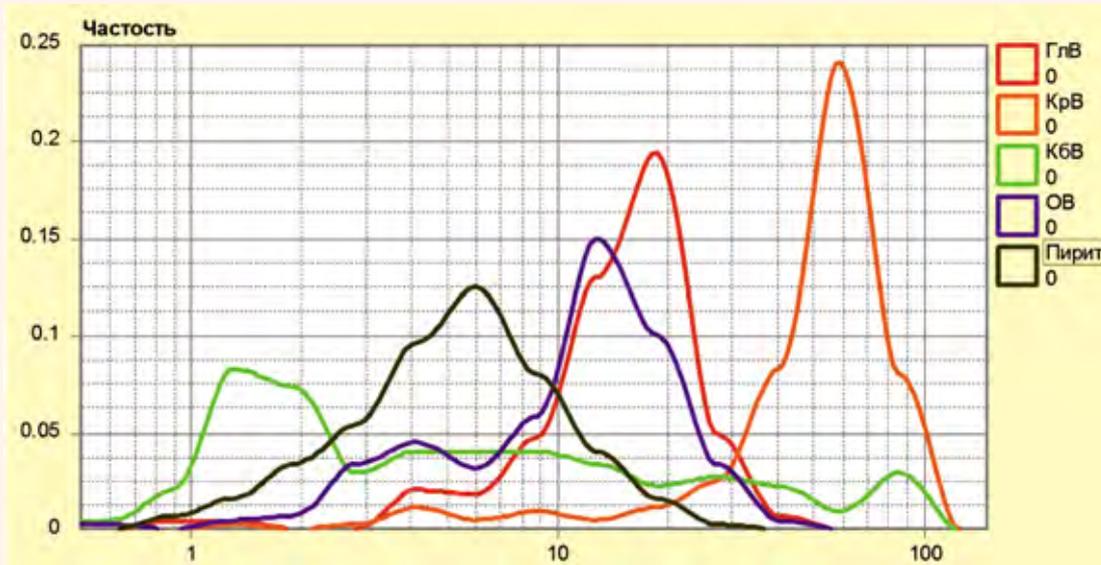


Рис. 1.
Распределения содержания компонентов сланцевых пород по керну (% масс)

K_r – поправочный коэффициент за потери газа при подъёме керна.

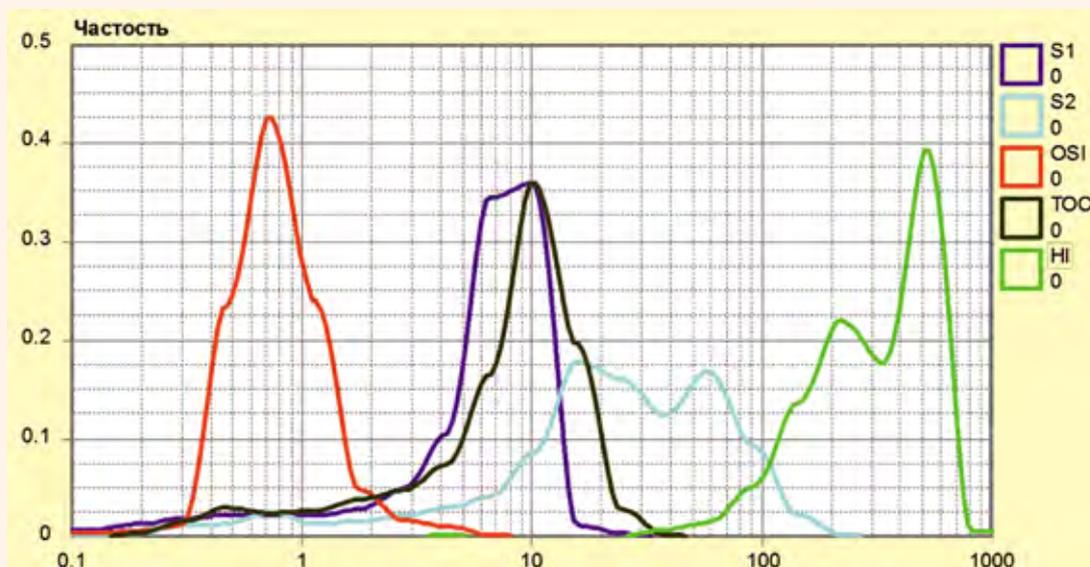
Существенным недостатком применения пиролитического метода подсчёта запасов является отсутствие критериев отнесения слоёв с определёнными параметрами к эффективной нефтенасыщенной толщине: при условии $S_1^i > 0$ вся общая толщина пород будет считаться эффективной нефтенасыщенной.

Традиционно при подсчёте запасов до 2017 г., и это сохранено в ВМР, Нэфн определяется на основе дифференциации разреза битуминозных глинисто-кремнисто-карбонатных пород на ли-

тологические типы. Дифференциация пород на литологические типы (литотипы) возможна на основе анализа результатов исследований минерально-геохимического состава пород и полученных значений компонентного состава по керну или ГИС. Возможна дифференциация пород по текстурным признакам, связанным с развитием различных видов деформации, при этом коллекторы преобладающего трещинного и трещинно-кавернозного типов приурочены преимущественно к кремнистым и карбонатным породам.

В ВМР всё разнообразие выделяемых авторами литотипов (от 3 до 7) сведено к трём с су-

Рис. 2.
Распределения пиролитических параметров, определённых на керне



Компоненты матрицы	Морфологический тип «пустотного» пространства	Углеводороды			Вода
Кремнистые	трещинный	в жидкой фазе (S ₁)	в твёрдой фазе (S ₂)	в закрытых порах матрицы	Физически связанная
Карбонатные				в открытых порах матрицы	
Глинистые	псевдопоровый			в керогене	
Органические				микрокаверновый	
	Пирит				

Таблица 2. Минерально-геохимическая модель баженовских пород

существенными различиями вещественного состава пород: литотип 1 – кремнистые радиоляриты, литотип 2 – карбонатизированные радиоляриты и литотип 3 – глинисто-битуминозные породы. Доля Нэфн в породах литотипов 1, 2 и 3 определена условно как 1,0; 0,5 и 0,0.

Основная проблема рассматриваемых подсчётов запасов заключается в недостаточно корректной обоснованности выделения литотипов в разрезе, что приводит к высокой степени неопределённости оценки Нэфн. Все варианты методических подходов решения классификационной задачи литотипизации по оцениваемому параметру и методам оценки Нэфн разделены на три группы (табл. 1).

Первая группа. В разрезе выделяется от двух до семи классов пород, в качестве делящих на классы признаков используются количественно – показания методов ГИС, качественно – интенсивность свечения пород в ультрафиолете (УФ) и макроописание керна.

Выделение «коллекторов» по ГИС осуществляется по сопоставлению прослоев с результатами промыслово-геофизических исследований «состав-приток» (ПГИ) в работающих скважинах. Дифференциация прослоев на коллекторы и неколекторы осуществляется, как правило, по сопоставлению показаний методов БК и НКТ, по существу назвать эти прослои литотипами нельзя – это геофизические кластеры.

Последующее разделение «коллекторов» на силициты (литотип 1 по ВМР) и карбонаты (литотип 2 по ВМР) проводится по сопоставлению прослоев с макроописанием керна. Оценка достоверности определения Нэфн не осуществляется, поскольку количественно ни литолого-минералогические свойства, ни пиролитические параметры выделяемых литотипов не используются.

Наличие движения жидкости по ПГИ в оцениваемом интервале не может служить однозначным признаком идентификации коллектора, поскольку исследования «состав – приток» изучают преимущественно работу фильтра скважины, а не дренируемого разреза. Температур-

ные аномалии, возникающие в породах за счёт фильтрации в них жидкости и/или газа, разнополярны и не дифференцированы по толщине пласта.

Резюме. Применяемые в первой группе методические приёмы не соответствуют требованиям ВМР, выделяют только видимые по ПГИ прослои «коллекторов» и минимизируют значения Нэфн.

Вторая группа. Аргументация данного подхода базируется на априорной уверенности в том, что в предлагаемой литотипизации в эффективные толщины не попадут глинисто-кремнистые разности, не являющиеся коллекторами из-за наличия в породах кремнёзема аморфной структуры, что в совокупности с глинистым и органическим веществом определяет пластичность породы в целом. Алгоритм идентификации литотипов ВМР (авторы называют их условными классами) в разрезе реализуется в два этапа.

На первом этапе выделяют глинисто-битуминозные породы (литотип 3 – неколектор по ВМР) по граничному значению суммарного содержания глинистого (ГлВ) и органического (ОВ) вещества. Граничное значение ГлВ + ОВ принимается по установленной зависимости от хрупкости (Вl) пород, при этом граничное значение Вl^{пр} принято по наличию сомнительного «прямого» признака коллектора – проникновению жидкости в пласт, фиксируемого формирующейся глинистой коркой по кавернометрии.

Разделение оставшейся части разреза на кремнистые (литотип 1) и карбонатизированные (литотип 2) осуществляется по комплексу граничных значений двух параметров: объёмной плотности (σ_v) и водородосодержанию породы за вычетом влияния ОВ и пористости ($W_{корр}$).

Резюме. При всей привлекательности предложенного алгоритма идентификации литотипов необходимо отметить существенные изъяны, вызывающие сомнения в достоверности определяемой Нэфн.

Во-первых, обоснование Вl^{пр} по наличию «прямых» признаков коллектора некорректно,

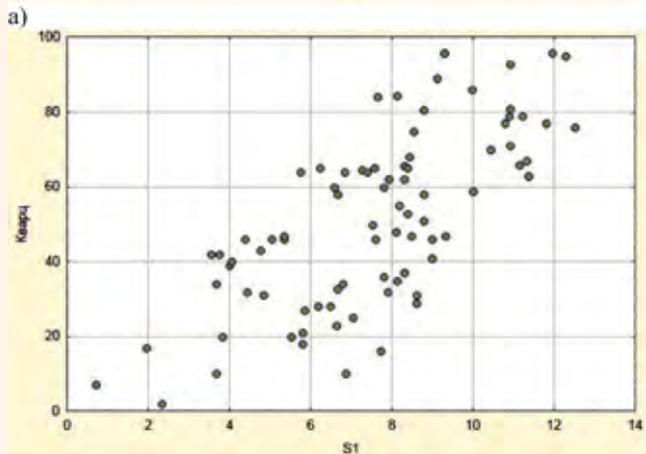
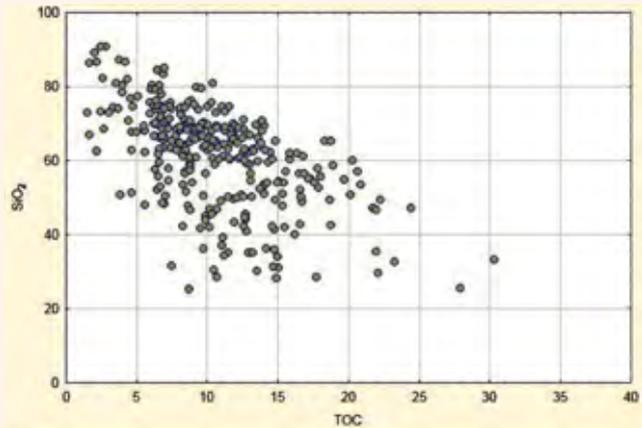
Рис. 3.
Сопоставление содержания: а) SiO_2 с ТОС; б) кварца с параметром S_1

поскольку, как показывает практика многочисленных скважинных геофизических исследований, такие признаки, как глинистая корка и расхождение разноглубинных методов электротометрии, практически отсутствуют в интервале баженовских пород при установленной продуктивности разреза и «обязаны» электрической анизотропии разреза. Значительная дисперсия значений на сопоставлении VI и Гл + ОВ приводит к существенной вариации Гл + ОВ^{ГР}.

Во-вторых, при принятом условно для разделения на литотипы 1 и 2 граничном значении σ_p , неясно, какому содержанию кремнистого вещества соответствует граница раздела литотипов.

В-третьих, в данном методическом подходе не учтены пиролитические параметры баженовских пород, во многом определяющие нефтегенерационные свойства и продуктивность.

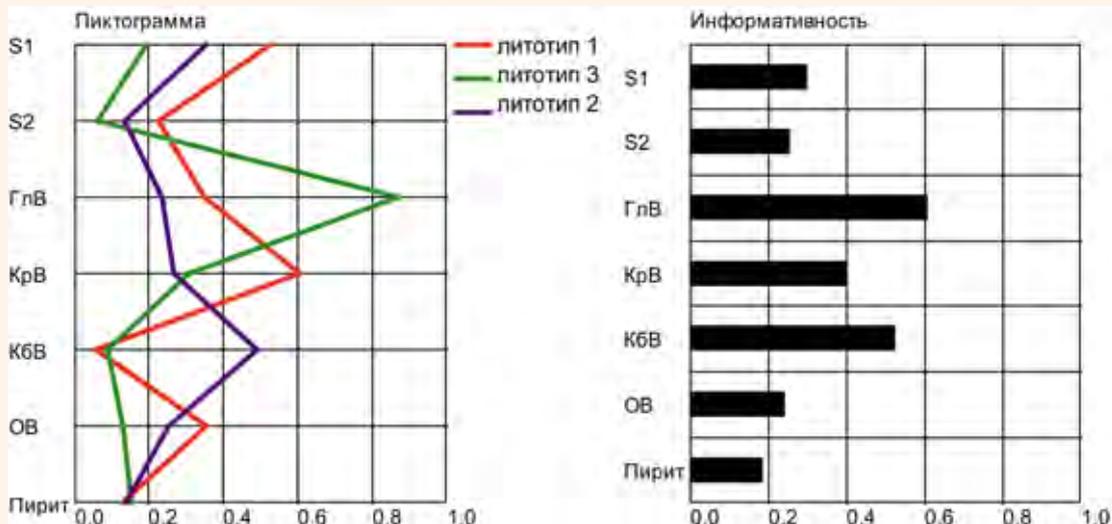
Третья группа. Специалистами АУ НАЦ РН им. В.И. Шпильмана создана методика оценки Нэфн битуминозных отложений, основанная на комплексировании различных методов исследования керна: литолого-минералогического состава и пиролитических параметров. Подход базируется на двух обоснованных предположениях: битуминозные породы баженовской свиты являются нефтематеринскими с достаточно высоким содержанием органического вещества, в различной степени преобразованного в жидкие углеводороды (УВ); ОВ и его производные имеют весьма устойчивую взаимосвязь с минералогическим составом пород.



б)

Минералогический состав пород разнообразен, однако большая часть представлена пятью компонентами: глинистым веществом (ГлВ), кремнистым веществом (КрВ), карбонатным веществом (КбВ), органическим веществом (ОВ)

Рис. 4.
Пиктограмма распределения компонентного состава и пиролитических параметров литологических типов ВМР и информативность параметров



Литотип ВМР	Параметр	Пиролитические параметры и компонентный состав						
		S_1	S_2	ГлВ	КрВ	КбВ	ОВ	Пирит
		мг УВ/г породы		% масс				
1	Минимум	2	5	3	17	0	0	0
	Максимум	15	181	35	91	20	36	24
	Среднее	8	40	19	59	4	12	6
2	Минимум	0	0	1	1	10	0	0
	Максимум	11	93	35	68	92	30	28
	Среднее	5	24	15	28	40	10	7
3	Минимум	0	0	34	16	2	0	4
	Максимум	11	36	60	53	27	19	19
	Среднее	2	9	46	33	7	6	8

Таблица 3.

Статистические параметры компонентного состава и пиролитических свойств литотипов ВМР по керну

и пиритом, основная масса пород представляет собой переходные разности с различным их сочетанием. Содержание глинистого, кремнистого вещества и пирита практически мономодальны, органическое и карбонатное – характеризуются более широким спектром распределения в породе (рис. 1).

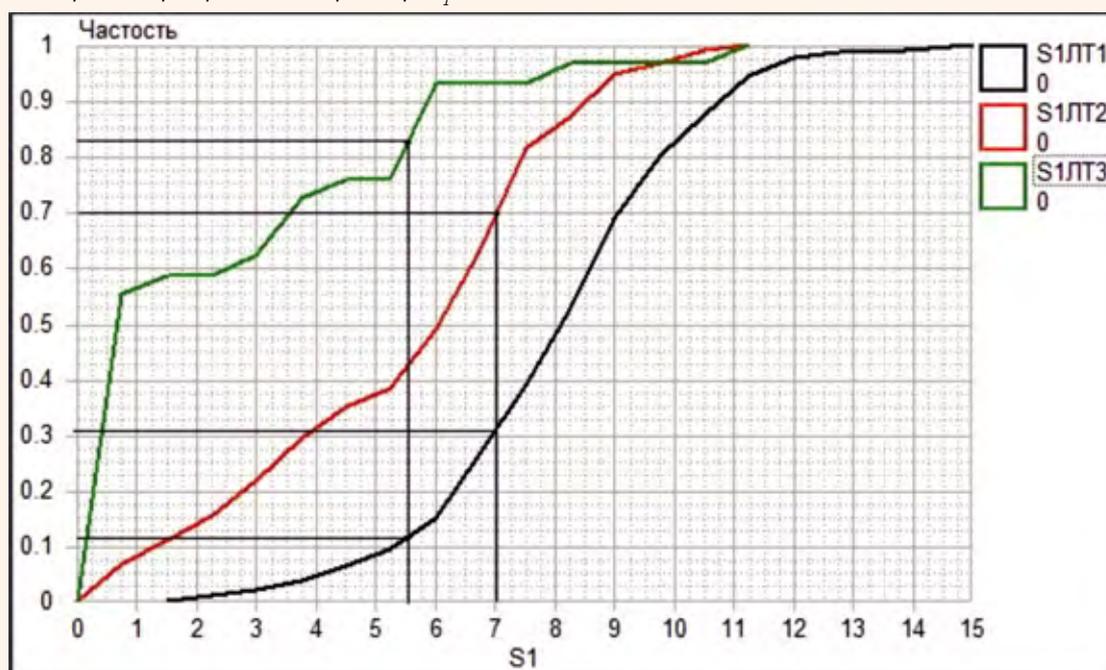
Основными искомыми параметрами, характеризующими нефтематеринские свойства баженовских пород, являются содержание в породах органического вещества, степень его катагенетической преобразованности и количество жидких углеводородов. Катагенетически преобразованное органическое вещество находится в жидком (углеводороды нефтяного ряда – УВ)

и твёрдом (смолы, асфальтены, гетероатомные соединения нефтяного ряда) фазовом состоянии. УВ содержатся в открытых и закрытых порах матрицы, в керогене, часть УВ находится в адсорбированном состоянии.

Наилучшим методом оценки содержания в породе органического вещества и продуктов катагенеза являются исследования по технологии *Rock Eval*, определяющие концентрацию органического углерода в породе, содержание в породе жидких УВ, пиролизируемых при температуре до 300 °С и индекс нефтенасыщенности. Параметр S_1 для нефтематеринских сланцевых пород ассоциируется с емкостными (пустотными) свойствами («пористость»).

Рис. 5.

Интегральные распределения параметра S_1 по литологическим типам ВМР



№ п/п	Методический подход по оцениваемому параметру	Участок подсчёта	Подсчётные параметры		Метод оценки	Относительное расхождение ОМ-ПМ Принятое для ОМ значение Кп (%)	Значение Кп по керну (%)	Объёмный (ОМ)	Плотность запасов (тыс.т/км ²)		Оценка достоверности определения Нзфн	
			Принятое для ОМ значение Нзфн (м)	Значение Нзфн по литотипам ВМР (м)					Значение Нзфн по литотипам ВМР* (м)	Пиролитический (ПМ)		
	1986 г.	1	8,0	22,4	15,6	10,2	6,2	428	531	-24%	нет	
1	Коллектор	2	6,3	17,8	15,4	8,0	1,5	328	420	-28%	нет	
		3	4,4			8,0	2,7	250	478	-91%	нет	
		4	5,4			8,0	5,4	277	373	-35%	нет	
		5	2,4			8,0	8,0	132	499	-278%	нет	
		6	20,4	52,3	37,9	0,8	3,8	80	673	-741%	нет	
		7	6,8	9,0	7,4	8,0	4,0	302	145	52%	нет	
		8	9,1	21,3	15,4	8,0	0,9	511	450	12%	нет	
2	Глинистость	9	8,5	38,4	27,7	7,0	5,5	300	744	-148%	нет	
3	Компонентный состав + Пиролитические параметры	10	12,5	12,5	11,5	6,0	6,0	253	233	8%	есть	

Примечание: значение Нзфн по литотипам ВМР – Нзфн литотипов 1, 2, 3 рассчитано по условиям ВМР (1 – 0,5 – 0); значение Нзфн по литотипам ВМР* – Нзфн литотипов 1, 2, 3 рассчитано по предлагаемому способу (0,68 – 0,30 – 0,17).

Таблица 4.

Сопоставление плотности запасов, рассчитанной объёмным и пиролитическим методами по различным методическими подходам

Распределение основных пиролитических параметров битуминозных сланцев приведено на **рис. 2**, практически мономодальны распределения S_1 , OSI и ТОС, характер распределения S_2 и водородного индекса (HI) свидетельствует о значительной дифференциации нефтегенерационных свойств пород. Доля пород со значением $S_3 \leq 1$ мг УВ/г породы не превышает 7%.

По результатам анализа комплексных исследований кернa минерально-геохимическая модель баженовских пород представляется следующей (**табл. 2**).

Анализ минералогического состава пород и разделение на основные литологические типы проводится по дифференцированному содержанию пяти основных компонентов: глинистого вещества, кремнистого вещества, карбонатного вещества, органического вещества и пирита. В составе пород преобладает кремнистая компонента, содержание глинистых и карбонатных минералов в образцах большей частью не превышает 25%, среднее содержание пирита – около 6%. Взаимосвязь содержания основного минералогического компонента пород с пиролитическими параметрами показана на **рис.3**, что послужило основанием для создания прогностической модели дифференциации и диагностики литотипов по керну.

Кластерный анализ массива данных компонентного состава и пиролитических параметров выполняется итерационным способом с применением теории графов и алгоритмов построения кратчайших незамкнутых цепей. Вся совокупность исследованных образцов различного компонентного состава и пиролитических параметров в результате применения классификаторов дифференцируется в соответствии с ВМР на три литологических типа, наиболее информативными параметрами являются ГлВ, КбВ, КрВ и S_1 , менее значим вклад содержания пирита в породе (**рис. 3**).

Статистические параметры компонентного состава и пиролитических свойств литотипов ВМР приведены в таблице 3. Данные, представленные в таблице, показывают закономерное соответствие содержания КрВ в кремнистых радиоляритах (литотип 1) количеству в них жидких УВ – 8 мг УВ/г породы в среднем. Карбо-

нативированные породы (литотип 2) содержат в среднем 5 мг УВ/г, среднее содержание S_1 в глинисто-битуминозных породах (литотип 3 – неколлектор по ВМР) составляет 2 мг УВ/г, что позволяет предположить не «нулевую» эффективную нефтенасыщенную толщину в породах этого литотипа.

На основе выполненной дифференциации пород составлен алгоритм диагностики литотипов по керну с помощью делящих поверхностей, позволяющий идентифицировать исследованные образцы с погрешностью не более 10%. По сопоставлению кумулятивных кривых определено граничное значение параметра S_1 , разделяющее литотипы, которое составляет для литотипа 3 – 5,5 мг УВ/г породы, для литотипов 1 и 2 – 7,0 мг УВ/г породы.

Данный комплексный подход позволяет оценить эффективную нефтенасыщенную толщину литотипов по доле содержания в них образцов пород со значением S_1 выше граничного (рис. 5). По приведённым интегральным распределениям доля Нэфн в литотипах составляет: литотип 1 – 0,68, литотип 2 – 0,30, литотип 3 – 0,17.

Корректность определения Нэфн в вышеприведённых методических подходах была оце-

нена сравнением линейной плотности запасов УВ, подсчитанных ОМ и ПМ (табл. 4), из которого следует, что «выпадение» пиролитических свойств из обоснования Нэфн в первом и втором методических подходах приводит преимущественно к занижению плотности запасов, достигающему 741%. Оценка Нэфн по литотипам ВМР выполнена вышеприведённым способом.

В таблицу включена оценка запасов ОМ участка Салымского месторождения (№1), принятая ГКЗ СССР в 1986 году, отмечено небольшое расхождение ОМ-ПМ, сопоставимое с принятой погрешностью подсчёта.

Практически по всем участкам для подсчёта запасов, несмотря на имеющиеся в достаточном количестве исследования керна, принято значение пористости, числящееся на Госбалансе, за счёт чего минимизировано расхождение ОМ-ПМ.

Очевидно, что третий методический подход, основанный на комплексном применении компонентного состава и пиролитических свойств пород при дифференциации их на литотипы, позволяет снизить неопределённость оценки Нэфн и повысить достоверность оценки запасов нефти. 

Литература

1. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом / Под ред. В.И. Петерсилье и др. Москва-Тверь. 2003.

UDC 553.983.048

Yu.A. Kuzmin, PhD, Head of Geological Modeling and Calculating Hydrocarbon Reserves, Autonomous institution of the Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra “Scientific–analytical center of rational use of mineral resources named after V.I. Shpilman”, kuzmin@crru.ru

¹Mailbox 286, 75 Malygin str., Tyumen, 625026, Russia

About the need to integrate the methods of estimating oil reserves in the Bazhenov Formation

Abstract. In June 2019, the time of the Provisional Guidance for Oil Reserves Assessment in the Bazhenov Fractured and Fractured–Porous Reservoirs of the West Siberian Petroleum Province practical appraisal is running out. The Guidance allows several options to determine variables used in reserves and resources assessment, net oil thickness estimation. The paper discusses a number of procedures used in the period of the Guidance practical appraisal. Depending on geological exploration maturity, two basic approaches to assessment of initial in–place reserves of shale oil are possible, they are: volumetric method (used for validation) and method based on the results of core pyrolysis. Specialists of V.I. Shpilman Research Centre for Sustainable Mining (Autonomous Institution) developed a method for estimation of oil saturated thickness based on integration of different methods of core studies, namely: studies of lithological and mineralogical composition and pyrolysis parameters. The approach is based on two reasonable assumptions, they are: bituminous rock of the Bazhenov Fm are the source rocks with a fairly high content of Organic Matter to varying degrees transformed to liquid hydrocarbons; Organic Matter and its derivatives are highly correlated with mineralogical composition of the rocks. It is obvious that methodological approach based on the integrated use of composition and pyrolysis properties of the rocks, when they are classified into lithotypes, reduces the uncertainty of oil saturated thickness estimation and increases the reliability of oil reserves assessment.

Keywords: Bazhenov Fm; oil reserves estimation; Provisional Guidance; volumetric method; core pyrolysis; integration of core studies methods; reliability of assessment

References

1. *Metodicheskie rekomendacii po podschtotu geologicheskikh zapasov nefiti i gaza ob'emnym metodom* [Methodical recommendations on the calculation of geological reserves of oil and gas volume method]. By edited V.I. Petersil'e. Moskva-Tver. 2003.