

УДК 622.276.7:665.61

**ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА И СВОЙСТВ АСФАЛЬТЕНОВ
НЕФТЕЙ ОТЛОЖЕНИЙ ДЕВОНА И КАРБОНА НА ПРИМЕРЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА**

М.Р. Якубов, С.Г. Якубова

Институт органической и физической химии

им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН

**COMPOSITION AND PROPERTIES OF ASPHALTENES FROM
DEVONIAN AND CARBONIFEROUS OILS ON THE EXAMPLE OF
TATARSTAN OILFIELDS**

M.R. Yakubov, S.G. Yakubova

A.E. Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry Kazan Research

Center of the Russian Academy of Sciences

E-mail: yakubovmr@mail.ru

Аннотация. На примере различных месторождений Татарстана показано отличие асфальтенов нефтей отложений девона и карбона. Асфальтены нефтей девона, можно охарактеризовать как концентрат поликонденсированных ароматических блоков с относительно низким содержанием гетероатомных компонентов и металлокомплексов. Асфальтены нефтей карбона, характеризуется меньшим числом поликонденсированных ароматических блоков за счет высокого содержания гетероатомных компонентов и металлокомплексов. Выявлена взаимосвязь оптической плотности (коэффициента светопоглощения) и парамагнетизма нефтяных асфальтенов. Светопоглощение асфальтенов можно использовать при решении практических задач, связанных с дифференциацией нефтей различных продуктивных пластов.

Abstract. The difference between petroleum asphaltenes from Devonian and Carboniferous reservoirs of Tatarstan was shown. Asphaltenes derived from Devonian oils can be characterized as a concentrate of polycondensed aromatic hydrocarbons with relatively low content of heteroatomic components and metallocomplexes. On the contrary, asphaltenes derived from Carboniferous oils are characterized by the lower content of polycondensed aromatic hydrocarbons and the higher amount of heteroatomic components and metallocomplexes. Correlation between optical density (light absorption coefficient) and paramagnetism of petroleum asphaltenes was revealed. Light absorption characteristics of asphaltenes can be applied in solving practical problems concerning the differentiation of the oils from the various productive reservoirs.

Ключевые слова: нефтяные асфальтены, коэффициент светопоглощения, парамагнетизм.

Key words: petroleum asphaltenes, light absorption coefficient, paramagnetism.

Асфальтены являются наиболее полярной фракцией нефти, растворимой в ароматических растворителях, но нерастворимой в низкомолекулярных нормальных алканах [1]. Основными структурными фрагментами асфальтенов являются конденсированные нафтено-ароматические блоки, включающие гетероатомы азота, кислорода, серы и металлокомплексы. В асфальтенах наряду с гетероатомными заместителями присутствуют также и алкильные заместители, в основном, C_1 - C_4 , но встречаются и до C_{16} - C_{20} . Характерной особенностью нефтяных асфальтенов является их высокий парамагнетизм [2]. Количество парамагнитных центров в асфальтенах нефтей составляет от 10^{18} до 10^{21} сп/г. Имеется множество публикаций, в которых проводится попытка классификации асфальтенов [3-9], основывающейся на различии

элементного состава асфальтенов, данных рентгеноструктурного анализа, ядерно-магнитного резонанса и т.д. При этом очевидно, что основными особенностями асфальтенов среди остальных нефтяных компонентов является их представление, как концентрата светопоглощающих и парамагнитных молекул. Однако до сих пор, взаимосвязь оптической плотности (коэффициента светопоглощения) и парамагнетизма нефтяных асфальтенов с их составом и свойствами практически не рассматривается.

Особенности изменения коэффициента светопоглощения ($K_{сп}$) и парамагнетизма нефтяных асфальтенов представлены на примере двух месторождений Татарстана, где имеются нефти отложений карбона (C_1^{bb} , C_1^{kis} , C_1^{up} , C_1^t) с содержанием асфальтенов 3,2-8,8 мас.% и девонские нефти с содержанием асфальтенов 0,4-3,3 мас.%. $K_{сп}$ асфальтенов нефтей девона изменяется в интервале 9224–13636 $см^{-1}$. Для нефтей карбона интервал изменения значений $K_{сп}$ асфальтенов составляет 6286–8128 $см^{-1}$. Для асфальтенов нефтей карбона характерным является интервал значений содержания свободных стабильных радикалов (ССР) 93,0-121,1 10^{18} отн.сп/г, а для асфальтенов нефтей девона – 157,1-213,3 10^{18} отн.сп/г. Карбоновые нефти содержат максимальные значения концентрации ванадиловых комплексов (ВК).

Различия в структуре асфальтенов отражаются на значениях параметра $L = ССР/ВК$. Для асфальтенов нефтей девона высокие значения параметра L (6,3-14,8) обусловлены повышенным содержанием ССР наряду с низким содержанием ВК. Для асфальтенов нефтей карбона низкие значения параметра L (2,1-4,5) обусловлены низким содержанием ССР и высоким содержанием ВК.

Основополагающее влияние поликонденсированных структур в асфальтенах на их светопоглощение наглядно видно по зависимости $K_{сп}$ асфальтенов от содержания в них ССР (рис. 1 - 3). Увеличение содержания ССР в асфальтенах нефтей девона по сравнению с асфальтенами нефтей

карбона примерно в два раза приводит к аналогичному увеличению $K_{сп}$ также примерно в два раза. В то же время по зависимости $K_{сп}$ от содержания серы или ВК в асфальтенах нефтей горизонтов карбона нельзя отметить такую же хорошую взаимосвязь.

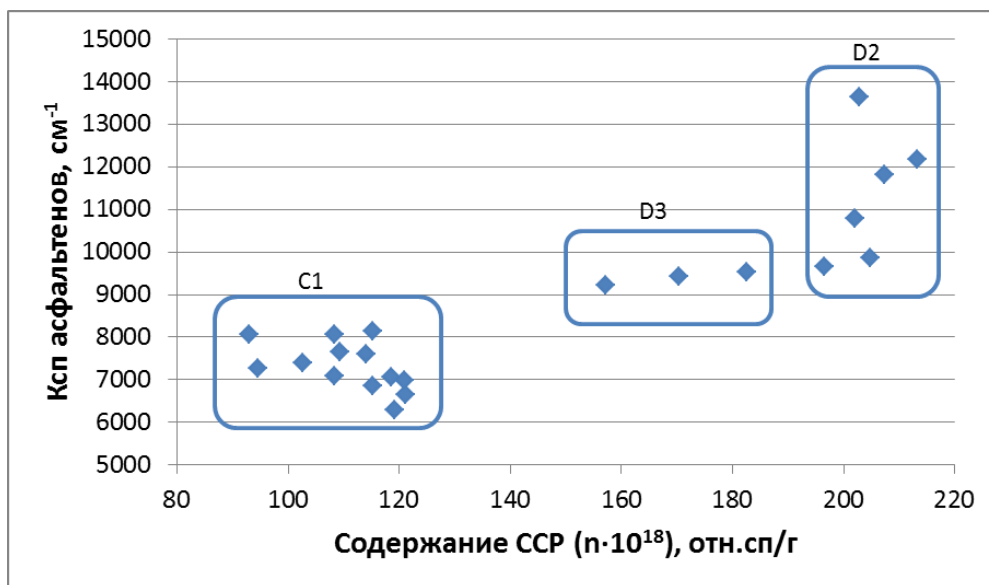


Рис. 1. Изменение значений $K_{сп}$ с увеличением содержания ССР в асфальтенах нефтей различных продуктивных горизонтов Беркет-Ключевского и Матросовского месторождений.

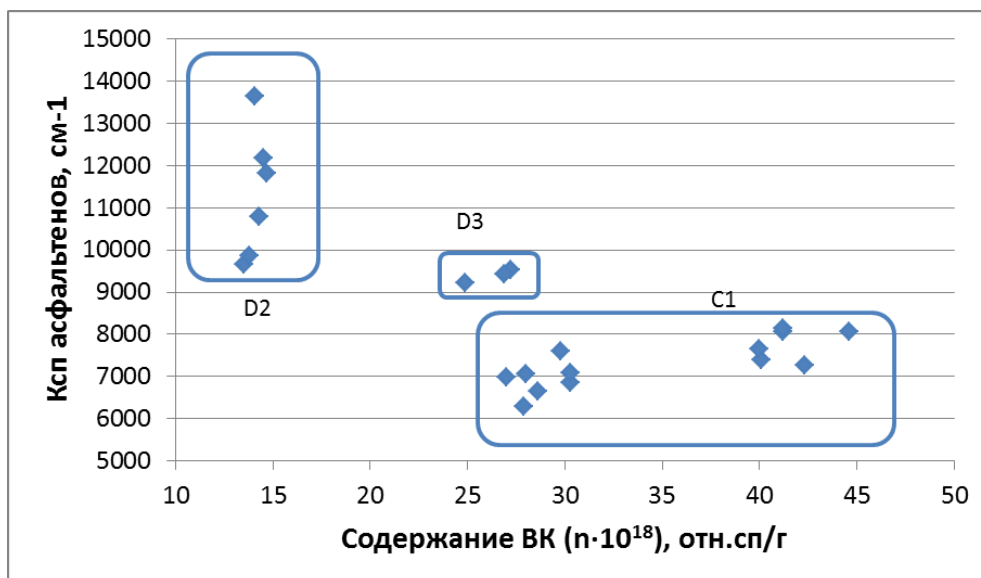


Рис. 2. Изменение значений $K_{сп}$ с увеличением содержания ВК в асфальтенах нефтей различных продуктивных горизонтов Беркет-Ключевского и Матросовского месторождений.

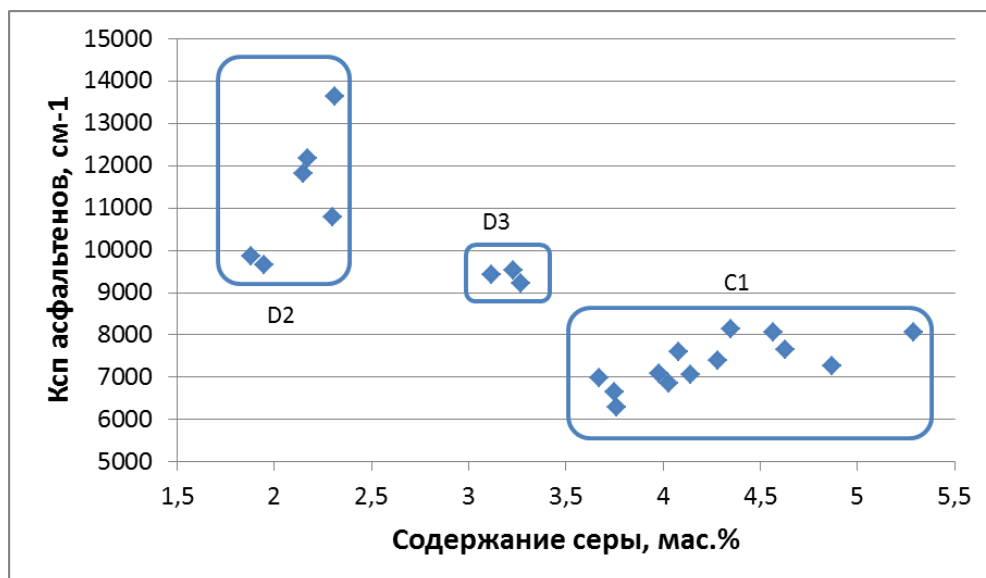


Рис. 3. Изменение значений $K_{сп}$ с увеличением содержания серы в асфальтенах нефтей различных продуктивных горизонтов Беркет-Ключевского и Матросовского месторождений.

Выявленные особенности являются следствием принципиального различия асфальтенов нефтей карбона и девона. Фактически асфальтены нефтей девона и карбона представляют собой два различных типа высокомолекулярных нефтяных компонентов. Первый тип, представленный асфальтенами нефтей девона, можно охарактеризовать как концентрат поликонденсированных ароматических блоков (высокая степень конденсированности) с относительно низким содержанием гетероатомных компонентов и металлокомплексов. Второй тип, представленный асфальтенами нефтей карбона, характеризуется меньшим числом поликонденсированных ароматических блоков (низкая степень конденсированности) за счет высокого содержания гетероатомных компонентов и металлокомплексов. Таким образом, в асфальтенах нефтей с повышенным содержанием ванадия дополнительный вклад в светопоглощение оказывают комплексы ванадила порфиринового и непорфиринового типа. В целом, величина светопоглощения или оптической плотности асфальтенов может значительно варьировать в зависимости от доли тех или иных светопоглощающих компонентов в их

составе. В результате проведенных исследований показано, что светопоглощение асфальтенов может дать полезную информацию при решении практических задач, связанных с дифференциацией нефтей различных продуктивных пластов.

Разработка многопластовых нефтяных месторождений проводится путем выделения эксплуатационных объектов, разбуриваемых самостоятельной сеткой скважин и включающих один или несколько пластов. Выбранная система должна обеспечить достаточно полную выработку нефти высокими темпами при наилучших технико-экономических показателях. Однако в реальных условиях зачастую допускается совместная эксплуатация двух и более объектов в одной скважине. Традиционно считается, что это приводит к заметному ухудшению условий выработки малопродуктивных коллекторов и неравномерному их заводнению, снижению коэффициента нефтеотдачи объекта, удлинению сроков разработки, отбору больших объемов закачиваемой воды и, в конечном счете, к ухудшению технико-экономических показателей разработки нефтяных месторождений [10]. В некоторых случаях для повышения рентабельности разработки допускается совместная эксплуатация продуктивных пластов на малоэффективных месторождениях [11]. Однако подобная практика требует регулярного контроля по соотношению объёмов притока нефти из разных эксплуатационных объектов (парциальные дебиты, на которые можно разделить общую добычу нефти) по каждой многопластовой скважине. Такая информация позволяет оценить нефтеотдачу эксплуатируемых месторождений и разработать мероприятия по ее увеличению. Однако проведение таких определений связано с определёнными трудностями, поскольку традиционные геофизические исследования требуют остановки скважин, являются дорогостоящими и во многих случаях недостаточно информативными, а также для многих

скважин попросту не могут быть выполнены по техническим причинам. Общепринятые альтернативные методы контроля за выработкой запасов нефти при совместной эксплуатации продуктивных пластов в одной скважине пока не созданы и подобные исследования в нефтяных компаниях либо не проводятся, либо проводятся в очень незначительных масштабах.

Такая ситуация породила отрицательное отношение к возможности объединения пластов в один объект разработки, поскольку при этом необходим регулярный контроль за выработкой запасов нефти, который реально обеспечить в полноценном объеме, особенно на малоэффективных месторождениях попросту невозможно. Поэтому специалисты, ответственные за разработку нефтяных месторождений (теоретики и соответственно практики) до сих пор не пришли к единому мнению по данному вопросу – одни полностью отвергают возможность совместной эксплуатации, а другие допускают, но с некоторыми ограничениями [12].

В качестве альтернативного метода контроля выработки нефти из каждого продуктивного пласта при их совместной эксплуатации можно достаточно эффективно применять сопоставительный анализ некоторых параметров свойств и состава добываемых нефтей, проводимый в лабораторных условиях. В принципе, метод сводится к дифференциации нефтей различных продуктивных пластов на основе полученных в результате анализа характеристик нефтей. При этом все технические препятствия, непреодолимые для геофизических методов, в данном случае абсолютно не влияют на результаты, поскольку для анализа необходим только отбор пробы нефти на устье исследуемой скважины с совместной эксплуатацией продуктивных пластов и дополнительно проб нефти из близлежащих скважин с перфорацией одного эксплуатационного горизонта (опорные скважины).

Продуктивность каждого эксплуатационного горизонта (относительные или парциальные дебиты) рассчитывается по формулам:

$$q_1 = (K^2 - K^H) / (K^2 - K^1)$$

$$q_2 = 1 - q_1$$

где q_1 , q_2 – относительные дебиты соответственно первого и второго пластов в исследуемой скважине с совместной эксплуатацией;

K^1 , K^2 , K^H – коэффициент нефти из скважин соответственно первого, второго пластов и исследуемой скважины.

Критерием качественного различия нефтей является существенное отличие численных значений определяемых характеристик по каждому продуктивному пласту в пределах выбранного участка. Только в таком случае в скважинах с совместной эксплуатацией продуктивных пластов возможно количественное определение доли каждого продуктивного горизонта в общий дебит на основе характеристик состава и свойств нефти.

За последние 50 лет проводились многочисленные исследования по применимости параметров состава и свойств добываемой нефти различных продуктивных пластов на многопластовых месторождениях. Результаты исследований показывают, что возможно использование таких параметров, как плотность, вязкость, давление насыщения, содержание смол, асфальтенов, парафинов, серы и др. Известны способы применения микроэлементного анализа (содержание ванадия, никеля, кобальта и др.), оптических (коэффициент светопоглощения) и парамагнитных (содержание свободных радикалов и ванадиловых комплексов) свойств нефти для дифференциации нефтей по разрезу при совместной эксплуатации различных объектов разработки [13-16]. Однако использование вышеперечисленных методов ограничивается отсутствием постоянного универсального параметра для нефтей разных эксплуатационных объектов зачастую в пределах даже одного нефтяного месторождения.

Для большинства месторождений Татарстана, где в отложениях карбона в разрезе выделяются шесть нефтегазоносных комплексов, особые

сложности по дифференциации нефтей отмечаются для карбонатных кизеловско-упинских и терригенных тульско-бобриковских отложений. Также в большинстве случаев возникают определенные трудности в отношении нефтей карбонатных верейско-башкирских отложений.

Выбор наиболее эффективного параметра в большинстве случаев является основной причиной, сдерживающей использование известных характеристик состава и свойств нефти для регулярного контроля за выработкой продуктивных пластов в скважинах с их совместной эксплуатацией. Комплексное исследование нефтей с привлечением нескольких характеристик их состава и свойств позволяет более точно дифференцировать нефти различных продуктивных пластов.

С целью определения оптимального комплекса характеристик состава и свойств нефтей для дифференциации различных продуктивных пластов в лаборатории химии и геохимии Института органической и физической химии КазНЦ РАН проведено сравнительное исследование нефтей отложений карбона различных месторождений Татарстана. Исследование проведено на более чем 600 образцах нефтей добывающих скважин различных месторождений (Ямашинское, Березовское, Ерсубайкинское, Беркет-Ключевское, Северное, Летнее, Краснооктябрьское, Онбийское, Муслумовское, Киязлинское, Сарапалинское, Дачное, Зюзеевское и Подгорное). Большинство исследованных нефтей сосредоточено в отложениях среднего и нижнего карбона и относится к асфальто-смолистому типу, для которых характерна близость характеристик углеводородного и структурно-группового состава. Анализировался компонентный и структурно-групповой состав нефтей, а также определялись известные параметры, которые могут использоваться для дифференциации нефтей многопластовых месторождений - коэффициент светопоглощения ($K_{сп}$), содержание ванадия, никеля, ванадилловых комплексов, свободных радикалов. В большинстве случаев характеристики компонентного, углеводородного и структурно-группового состава не

позволяют дифференцировать нефти различных продуктивных пластов. В этом отношении характеристики, основанные на оптических и парамагнитных свойствах нефтей и микроэлементном составе, позволяют добиваться более точных результатов. Необходимо отметить, что данные характеристики соотносятся с асфальто-смолистыми компонентами нефтей. Однако и в данном случае для различных месторождений и залежей отмечается недостаточная эффективность, таких параметров как Ксп, содержание микроэлементов и др. В подобной ситуации для достижения требуемой достоверности результатов по дифференциации нефтей различных продуктивных пластов необходимо использовать комплекс параметров, а также выявлять особые дополнительные характеристики состава и свойств нефтей или нефтяных фракций. В этом отношении для нефтей асфальто-смолистого типа могут использоваться дополнительные характеристики, основанные на различиях состава и свойств асфальтенов нефтей. Асфальтено-смолистая часть нефтей специфична по своему составу и поэтому высокоинформативна для выяснения многих вопросов как генетического порядка, так и последующей геохимической истории нефтей. В асфальтенах, так же как и в исходных нефтях различных продуктивных пластов отмечаются закономерные изменения значений оптических и парамагнитных характеристик, содержания ванадия и никеля [17, 18].

В табл. 1 и 2 представлены результаты сопоставительного анализа Ксп асфальтенов и нефтей различных продуктивных пластов отложений среднего и нижнего карбона Онбийского и Северного месторождений. Дополнительным параметром дифференциации нефтей различных продуктивных пластов, особенно для нефтей с повышенным содержанием ванадия является содержание ванадилпорфиринов (ВП), определяемое путем экстракции нефти ацетоном с последующим спектрофотометрированием.

Таблица 1

Ксп асфальтенов и нефтей Онбийского месторождения

№ скважины	Ксп нефти при длине волны, нм			Содержание асфальтенов, мас. %	Ксп асфальтенов при длине волны, нм		
	570	590	610		570	590	610
Совместная эксплуатация (кизеловский + упинский)							
11110	5,62	4,63	3,79	8,0	9,13	7,84	6,65
13384	5,28	4,30	3,48	7,3	7,11	6,09	5,13
11452	4,17	3,36	2,70	6,2	7,38	6,30	5,30
Кизеловский горизонт							
11111	4,49	3,60	2,87	6,9	6,73	5,71	4,78
11134	5,48	4,52	3,67	6,6	6,36	5,46	4,62
11135	4,61	3,74	3,02	5,6	6,91	5,89	4,96
11470	5,18	4,2	3,38	7,2	7,50	6,40	5,38
11467	3,75	2,97	2,35	4,4	7,34	6,27	5,21
11466	3,92	3,11	2,46	4,7	7,19	6,11	5,10
11475	6,16	4,99	4,03	8,0	7,41	6,33	5,34
Упинский горизонт							
11197	9,22	7,74	6,45	11,7	9,75	8,33	7,10
11485	6,45	5,26	4,27	8,4	10,36	8,92	7,52
11462	6,80	5,58	4,53	8,1	10,80	9,28	7,84
11407	7,51	6,19	5,08	9,1	8,38	7,17	6,07
11451	6,66	5,46	4,44	9,5	8,03	6,91	5,83

Таблица 2

Ксп асфальтенов и нефтей Северного месторождения

№ скважины	Ксп нефти при длине волны, нм			Содержание асфальтенов, мас. %	Ксп асфальтенов при длине волны, нм		
	570	590	610		570	590	610
Совместная эксплуатация (верейский + башкирский)							
3242	11,65	9,89	8,26	12,8	8,12	7,05	5,94
Верейский горизонт							
564	4,97	4,10	3,38	6,4	5,91	4,97	4,19
3265	3,18	2,42	2,01	4,1	5,80	4,94	4,15
3240	3,79	3,06	2,64	4,3	6,01	5,09	4,26
Башкирский ярус							
3305	8,65	7,19	5,98	9,3	8,22	7,09	5,95
3336	8,20	5,98	4,82	7,2	6,97	6,10	5,27
Совместная эксплуатация (тульский + бобриковский)							
3601	5,35	4,26	3,35	4,1	6,87	5,88	4,87
Тульский горизонт							
3614	5,20	4,27	3,28	3,0	6,41	5,43	4,47
3604	3,54	2,75	2,11	5,0	7,29	6,26	5,2
3606	9,15	7,68	6,29	11,1	6,82	6,15	4,92
Бобриковский горизонт							
3602	9,82	8,28	6,80	12,3	8,42	7,23	6,10
3607	6,84	5,55	4,43	7,7	6,98	5,93	4,94
3608	5,64	4,53	3,61	5,9	7,51	6,44	5,38

Пример комплексного исследования нефтей различных продуктивных пластов представлен в табл. 3, где по всем выбранным скважинам Дачного месторождения определены значения Ксп нефтей и асфальтенов, содержание ванадия, никеля и ванадилпорфиринов. Расчетным путем получены значения спектральных коэффициентов. Для сравнения также анализировалась кинематическая вязкость нефтей.

Таблица 3

Характеристики состава и свойств нефтей Дачного месторождения.

№ скв.	Ксп при длине волны, нм			Спектральный коэффициент		Содержание, мас.%			Ксп асфальтенов	Содержание ВП, мг/100г	Вязкость, мм ² /с
	570	590	610	570/590	590/610	Асфальтенов	Ванадия	Никеля			
Совместная эксплуатация (верейский + башкирский)											
3563	6,87	5,68	4,61	1,21	1,23	5,14	0,0325	0,0038	6,85	15,6	109,4
3546	6,06	4,97	3,99	1,22	1,25	5,06	0,0320	0,0037	6,88	16,7	111,6
3576	6,62	5,48	4,42	1,21	1,24	6,07	0,0340	0,0035	7,23	15,2	90,0
3575	6,82	5,64	4,55	1,21	1,24	5,25	0,0350	0,0040	7,70	18,8	101,7
Верейский горизонт											
626	6,55	5,44	4,40	1,20	1,24	7,08	0,0280	0,0038	6,09	15,6	99,1
637	6,60	5,52	4,53	1,20	1,22	6,50	0,0305	0,0033	5,70	11,3	149,1
3552	7,35	6,19	5,06	1,19	1,22	7,22	0,0275	0,0043	6,94	13,3	156,8
Башкирский ярус											
3581	6,82	5,67	4,61	1,20	1,23	5,88	0,0325	0,0037	7,19	16,1	86,2
3568	7,02	5,78	4,65	1,21	1,24	6,12	0,0345	0,0041	7,72	18,3	116,3
3577	6,84	5,72	4,66	1,20	1,23	7,05	0,0405	0,0041	7,14	16,6	83,6
Совместная эксплуатация (башкирский + тульский)											
3570	6,24	5,11	4,08	1,22	1,25	4,35	0,0315	0,0036	7,61	17,6	90,9
Тульский горизонт											
1377	4,11	3,31	2,60	1,24	1,27	2,26	0,0210	0,0036	7,20	19,2	56,0

Как видно из представленных результатов, по большинству характеристик состава и свойств нефти верейского и башкирского горизонта Дачного месторождения в большинстве случаев очень близки. Нефть тульского горизонта по большинству параметров заметно отличается.

Для дальнейшего использования полученных данных с целью расчета относительных дебитов по нефти каждого продуктивного пласта в скважинах с их совместной эксплуатацией из всех характеристик состава и

свойств нефтей выбираются 2-3 параметра. Выбор таких параметров обусловлен требованиями четкого различия интервалов значений для нефтей различных продуктивных пластов и небольшим разбросом значений относительно средней величины.

В табл. 4 приведены интервалы значений всех полученных характеристик состава и свойств, проанализированных нефтей по верейскому, башкирскому и тульскому горизонту. Например, для нефтей верейского и башкирского горизонтов количественными параметрами являются: содержание ванадия и коэффициент светопоглощения асфальтенов.

Комплексное использование параметров состава и свойств добываемой нефти является основой для методов регулярного геохимического контроля за выработкой запасов нефти на многопластовых месторождения. Такой метод должен использоваться в первую очередь для тех скважин, где по техническим причинам затруднено или невозможно проведение традиционных промысловых исследований. В остальных случаях метод наряду с геофизическими и гидродинамическими методами позволит существенно снизить затраты на проведение исследований пластов и скважин и повысить их эффективность.

Таблица 4

Дифференциация нефтей верейского, башкирского и тульского продуктивных горизонтов Дачного месторождения по характеристикам состава и свойств нефти.

Ксп (570 нм)	Содержание, мас. %			Ксп асфальте нов	Содержание ВП, мг/100г	Вязкость, мм ² /с
	Асфаль- тенов	Ванадия	Никеля			
верейский						
<u>6,55-7,35</u> 6,83	<u>6,50-7,22</u> 6,93	<u>0,0275-0,0305</u> 0,0287	<u>0,0033-0,0043</u> 0,0038	<u>5,70-6,94</u> 6,24	<u>11,3-15,6</u> 13,4	<u>99,1-156,8</u> 135,0
башкирский						
<u>6,82-7,02</u> 6,89	<u>5,88-7,05</u> 6,35	<u>0,0325-0,0405</u> 0,0358	<u>0,0037-0,0041</u> 0,0040	<u>7,19-7,72</u> 7,35	<u>16,1-18,3</u> 17,0	<u>83,6-116,3</u> 95,4
тульский						
4,11	2,26	0,0210	0,0036	7,20	19,2	56,0

* - в верхней строке интервалы значений, в нижней - средний показатель

Список литературы

1. Mullins O.C. The Asphaltenes. Annual Review of Analytical Chemistry. 2011.- V. 4.- P. 393-418
2. Унгер Ф.Г. Андреева Л.Н. Фундаментальные аспекты химии нефти природа смол и асфальтенов - Новосибирск: Наука, 1995. - 192 с.
3. Поконова Ю.В. Нефтяные остатки. Издательство: СПб.: РИКОН, 2008.- 219 с.
4. Pinkston DS, Duan P, Gallardo VA, Habicht SC, Tan X, et al. Analysis of asphaltenes and asphaltene model compounds by laser-induced acoustic desorption / Fourier transform ion cyclotron resonance mass spectrometry. Energy Fuels. - 2009. - V. 23. – P. 5564–5570.
5. Ruiz-Morales Y, Mullins OC. Simulated and measured optical absorption spectra of asphaltenes. Energy Fuels.- 2009. - V. 23. – P.1169–1177.
6. Bouhadda Y, Bormann D, Sheu EY, Bendedouch D, Krallafa A, Daaou M. Characterization of Algerian Hassi-Messaoud asphaltene structure using Raman spectrometry and X-ray diffraction. Fuel. - 2007.- V. 86. P. 1855–1864.
7. Freed DE, Lisitza NV, Sen PN, Song YQ. A study of asphaltene nanoaggregation by NMR. Energy Fuels.- 2009.-V.23. P.1189–1193.
8. Sheu EY. Petroleum asphaltene—properties, characterization, and issues. Energy Fuels.- 2002. V.16. P.74–82.
9. Atul Sharma, Henning Groenzin, Akira Tomita, Oliver C. Mullins. Probing Order in Asphaltenes and Aromatic Ring Systems by HRTEM. // Energy and Fuels. - 2002. - V. 16. - P. 490-496.
10. Дияшев Р.Н. Механизмы негативных последствий совместной разработки нефтяных пластов. – Казань: Изд-во Казанск. Ун-та, 2004.- 192с.
11. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии.- Казань: Татарское книжное изд-во, 1989.-136с.
12. Базив В.Ф. Объединять или не объединять пласты в один объект разработки. Нефтяное хозяйство. –2005. -№4. –С. 104-106.
13. Девликамов В.В., Мархасин И.Л., Бабалян Г.А. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1970. - 160с.
14. Долوماتов М.Ю., Телин А.Г., Хисамутдинов Н.И., Латыпов А.Р., Манапов Т.Ф., Баринаова Л.Н. Метод определения относительных дебитов совместно эксплуатируемых нефтяных пластов. Нефтяное хозяйство. -1994. -№2. –С. 28-31.

15. Унгер Ф.Г., Яруллин К.С. О зависимости парамагнетизма нефти от возраста коллектора. Геохимия. - 1978. - №9. – С. 1424-1428.
16. Глумов И.Ф., Слесарева В.В., Уваров С.Г. Дифференциация нефтей по разрезу при совместной эксплуатации различных объектов разработки. Труды научно-практической конференции «Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов – теория и практика их применения» (Казань, 5-8 сентября 2001 года). В 2-х томах.- Том 1. Казань, 2002.-512с.
17. Якубов М.Р., Тахаутдинов Р.Ш., Сафин А.Х., Якубова С.Г., Петрова Л.М. Выбор параметров состава и свойств добываемой нефти для контроля выработки запасов в продуктивных пластах при их совместной эксплуатации. Нефтяное хозяйство. 2007. -№1. - С. 51-53
18. Евдокимов И.Н., Лосев А.П. Возможности оптических методов исследований в системах контроля разработки нефтяных месторождений: М.: Изд-во «Нефть и газ», 2007. - 228с.

Сведения об авторах

Якубов Махмут Ренатович, кандидат химических наук, доцент, заведующий, лаборатория переработки нефти и природных битумов (ПНПБ), Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра Российской академии наук, г. Казань, Российская Федерация

E-mail: yakubovmr@mail.ru, yakubov@iopc.ru

Якубова Светлана Габидуллиновна, кандидат химических наук, научный сотрудник, лаборатория ПНПБ, Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра Российской академии наук, г. Казань, Российская Федерация

E-mail: yakubovasg@mail.ru

Authors

M. R. Yakubov, PhD (Chem.), Assistant Professor, Chief of Crude Oil and Natural Bitumen Treatment Laboratory, Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry–Kazan Research Center of the Russian Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation

E-mail: yakubov@iopc.ru, yakubovmr@mail.ru

S. G. Yakubova, PhD (Chem.), Research Assistant of Crude Oil and Natural Bitumen Treatment Laboratory, Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry–Kazan Research Center of the Russian Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation

E-mail: yakubovasg@mail.ru

Якубов Махмут Ренатович

420088, Российская Федерация, Республика Татарстан,

г. Казань, ул. Академика Арбузова, д.8

Тел.: (843) 272-73-44

E-mail: yakubovmr@mail.ru, yakubov@iopc.ru