

# МИГРАЦИОННЫЙ АСПЕКТ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕНОСНОСТИ ДОМАНИКА ТАТАРСТАНА

И.Н. Плотникова<sup>1\*</sup>, С.Б. Остроухов<sup>2</sup>, А.А. Лаптев<sup>3</sup>, И.Г. Газизов<sup>3</sup>, В.В. Емельянов<sup>3</sup>,  
Н.В. Пронин<sup>4</sup>, Ф.Ф. Носова<sup>4</sup>, А.Д. Салихов<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Академия наук Республики Татарстан, Казань, Россия

<sup>2</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал «ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград, Россия

<sup>3</sup>Нефтегазодобывающее управление «Прикамнефть» ПАО «Татнефть», Елабуга, Россия

<sup>4</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Статья посвящена проблеме нефтеносности пород доманиковой фации на территории Республики Татарстан. На основе сравнения геохимических характеристик битумоидов семилукского горизонта и нефти эйфельско-франского терригенного комплекса сделан вывод о том, что в семилукском горизонте, наряду с сингенетичным рассеянным веществом, присутствуют подвижные битумоиды, которые по данным газожидкостной хроматографии идентичны нефтям нижележащих терригенных отложений пашийского и тиманского горизонтов. Данные битумоиды являются миграционными и отражают процесс восходящей вертикальной миграции нефти, который и отвечает за формирование промышленных залежей в семилукском, саргаевском, речицком горизонтах в тех участках, где литологические особенности пород и развитие в них наложенной трещиноватости позволяет создать коллектирующее пространство. Породы доманиковой фации следует рассматривать в качестве аккумуляционной или аккумуляционно-генерационной системы, нефтяные залежи которой сформировались за счет нефтяных систем, генерированных в иных источниках. Необходимы новые методики поиска, позволяющие оперативно оценивать содержание миграционных углеводородов (УВ) и сингенетичного органического вещества. Это возможно на основе экспрессного изучения шлама, что позволит при разбуривании проводить оценку наличия подвижных УВ и их количества. Анализ площадного распространения миграционных УВ позволит локализовать каналы миграции нефти.

**Ключевые слова:** битумоиды, доманик, вертикальная миграция, органическое вещество, залежи нефти, методы поиска, оценка ресурсов, аккумуляционная система

**DOI:** <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.7>

**Для цитирования:** Плотникова И.Н., Остроухов С.Б., Лаптев А.А., Газизов И.Г., Емельянов В.В., Пронин Н.В., Салихов А.Д., Носова Ф.Ф. Миграционный аспект формирования нефтеносности доманика Татарстана. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 4. Ч. 2. С. 348-355. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.7>

## Введение

Несмотря на высокую степень геологической изученности центральной части Южно-Татарского свода и его склонов, а также на большое число открытых здесь нефтяных месторождений, вопрос об источнике нефти в продуктивных комплексах осадочного чехла, по-прежнему, остается открытым. Активное изучение в последние годы высокоуглеродистых отложений семилукского и речицкого горизонтов дало возможность вновь обратиться к этой проблеме, используя новые результаты геохимических исследований нефтей и рассеянного органического вещества.

Распространенное мнение о том, что обогащенные органическим веществом породы семилукского и речицкого горизонтов являются источником генерации нефтей всего осадочного чехла Урало-Поволжья, в том числе и на территории Южно-Татарского свода, долгое время было доминирующим. Однако исследования последних десятилетий убедительно доказывают существование уже не менее двух источников углеводородов (Гордадзе и др., 2005; Каюкова и др., 2009).

Так, по составу углеводородов-биомаркеров Гордадзе Г.Н. и Тихомировым В.И. было выделено два генотипа нефтей – «поддоманиковый» и «наддоманиковый» – приуроченные, соответственно, к терригенным

отложениям среднего девона и к карбонатным, терригенным отложениям верхнефранского, фаменского, каменноугольного, пермского возраста (Гордадзе и др., 2005).

Позже на основе геохимической дифференциации нефтей Самарской области (Романов и др., 2010) в составе двух генотипов нефтей были выделенные три геохимические группы – «поддоманиковые», «наддоманиковые» нефти и смешанная (третья группа, представляющая собой смешение первых двух). Два года спустя аналогичные результаты были опубликованы Киселевой Ю.А. и Можеговой С.В., которые также указали на существование, в том числе и на территории Татарстана, двух генотипов нефти, связанных с источниками в карбонатных и терригенных комплексах (Киселева и др., 2012).

В связи с тем, что основные запасы нефти Татарстана связаны с терригенными отложениями нижнефранского подъяруса – с так называемой «поддоманиковой» частью разреза осадочного чехла – источник ее происхождения, предположительно связываемый с терригенной толщей, по-прежнему, остается не выясненным. Открытым остается и вопрос формирования промышленных залежей в отложениях саргаевского, семилукского и речицкого горизонтов. Низкая катагенетическая зрелость органического вещества (конец ПК<sub>3</sub>, начало МК<sub>1</sub>), свидетельствующая об отсутствии реализации генерационного потенциала рассеянного органического вещества (ОВ), низкая проницаемость и высокая литологическая неоднородность

\* Ответственный автор: Ирина Николаевна Плотникова  
E-mail: irena-2005@rambler.ru

пород, локальное распространение нефтеносности, которая не связана со структурными ловушками и контролируется трещинным коллектором в резервуарах сложной формы, – все это свидетельствует о том, что классическая схема генерация-миграция-формирование залежи, в данном случае не работает, а формирование залежей в плотных породах высокоуглеродистых толщ саргаевского, семилукского и речицкого горизонтов контролируется иными факторами и предполагает использование иных поисковых критериев.

В этом аспекте наиболее актуальным, с нашей точки зрения, является изучение, во-первых, палеофациальных условий формирования доманикитов, поскольку это позволит восстановить палеотектонические условия и геодинамический режим, в котором формировались осадки и выявить факторы, определяющие неравномерность распределения органического вещества в породе, как по разрезу, так и по площади. Во-вторых, необходимо выяснить, какие типы битумоидов присутствуют в поровом пространстве доманикитов в настоящий момент и насколько они подвижны. Проведение корреляции между битумоидами высокоуглеродистых толщ и нефтями месторождений также является важной задачей, поскольку формирование промышленных скоплений нефти в карбонатном комплексе, начиная с саргаевского горизонта и выше в результате доминирующей восходящей вертикальной миграции нефти, для месторождений Татарстана было установлено более 40-ка лет тому назад и впоследствии неоднократно подтверждалось на практике (Емельянов и др., 2014, Плотникова и др., 2013, Остроухов и др., 2014, Остроухов и др., 2017).

Целью настоящего исследования явилось изучение и сопоставление битумоидов пород семилукского горизонта и нефтей тиманского и пашийского горизонтов Первомайского и Бондюжского месторождений.

Объектами исследований стали 25 образцов битумоидов пород семилукского горизонта Первомайского месторождения из интервала 1662,0-1685,0 м (Рис.1) и 7-ми образцов нефтей Бондюжского и Первомайского месторождений.

Породы семилукского горизонта представлены неравномерным чередованием силицитов известковистых, кремнеизвестняков и известняков кремнистых (по классификации И.Г. Теодоровича, 1958).

### Методика исследований

Выполненные аналитические работы включали определение группового состава хлороформенного битумоида А и нефтей на основании общепринятых методик. Первым этапом было обезвоживание нефтей, затем проводилось выделение полярных компонентов нефтей – масел, смол и асфальтенов. Масляная фракция нефти была получена методом элюентной жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле. Нефти разделялись на ряд относительно однородных в химическом отношении аналитических групп, объединяющих близкие по физическим и химическим свойствам соединения – масла, смолы и асфальтены. Масляная фракция нефти была получена методом элюентной жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле. Хроматографические

исследования проведены на приборе «Кристалл 2000М» методом капиллярной ГХ в режиме программирования температуры от 100°С до 300°С. В диапазоне температур от 100° С до 150° С скорость определения исследуемого вещества изменяется со скоростью – 10° С в минуту и в диапазоне от 150° С до 300° С – 3° С в минуту, соответственно (в качестве газа-носителя используется водород). Пиролитические исследования были проведены на приборе «НАWK».

### Результаты исследований

Особенности группового состава битумоидов и нефтей отражены на рисунке 2. Содержание хлороформенного битумоида (ХБА) в составе доманикитов в исследуемом интервале варьирует от 0,24 до 5,5% (среднее – 2,61%) и распределено по разрезу исследуемого интервала неравномерно. Наименьшим содержанием ХБА характеризуются породы в кровельной части интервала и его подошве, а максимальное количество приурочено к трем участкам средней части интервала. Битумоидный коэффициент (БК) практически во всех образцах превышает 20, изменяется от 16,21 до 73,71, а его среднее значение по результатам исследования 25-ти образцов составило 31,75.

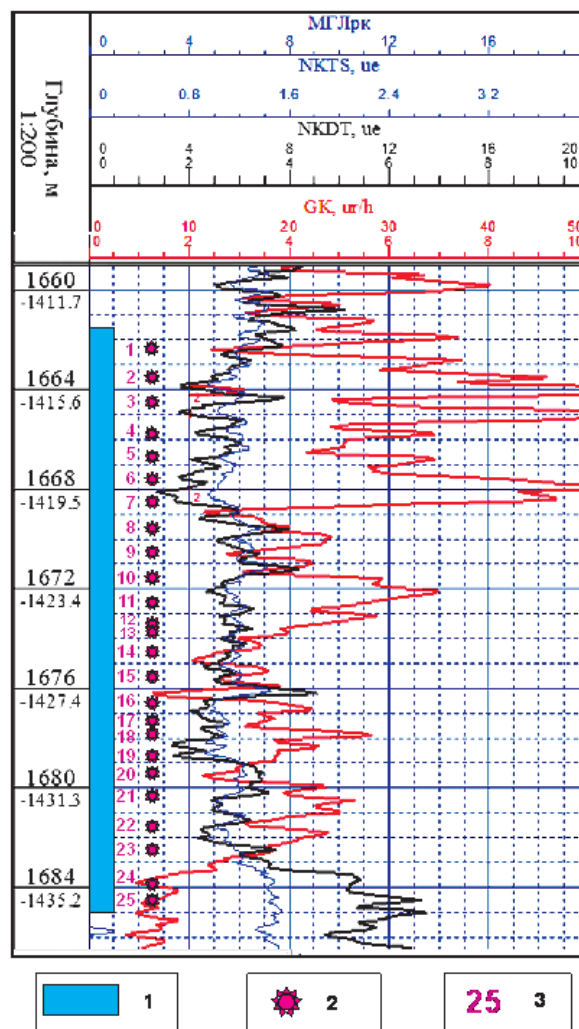


Рис. 1. Схема отбора образцов керна из скв. 467-Д для геохимических исследований. 1 – интервал отбора керна, 2 – точки отбора образцов, 3 – номера образцов.

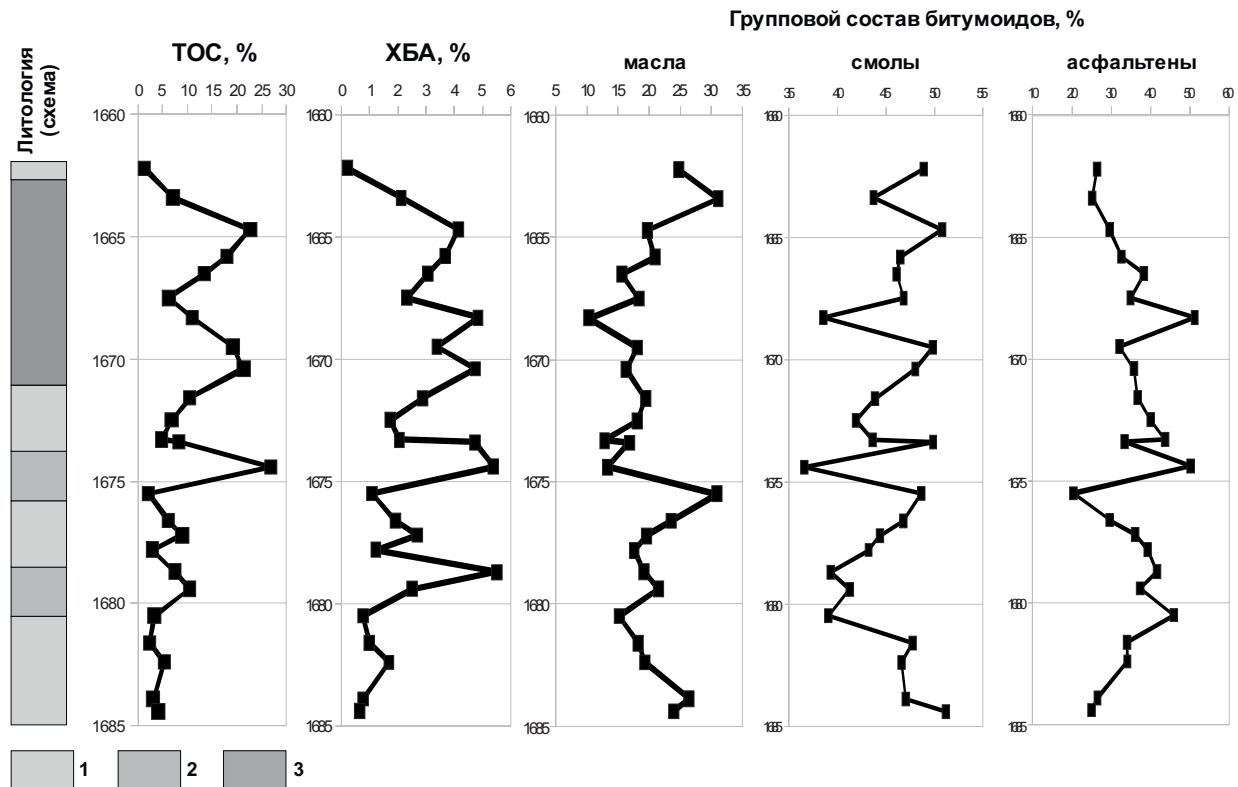


Рис. 2. Групповой состав битумоидов семилукского горизонта. 1 – известняки кремнистые, 2 – чередование кремнеизвестняков и известняков кремнистых, 3- чередование кремнеизвестняков и силицифов кремнистых

По своему элементному составу битумоиды практически однотипны: содержание углерода от 70,9% и до 83,72% (среднее – 80,98%), водорода – от 8,02 до 10,9% (среднее – 9,38%), азота – от 0,94 до 2,26% (среднее – 1,62%). Значения отношения Н/С ат. большинства образцов располагаются в узком диапазоне – от 1,5 до 1,68 (среднее – 1,62), за исключением одного образца с отношением 1,82.

В составе битумоидов преобладают смолисто-асфальтеновые компоненты с содержанием от 69,01 до 87,2% (средне – 80,36%). Отношение смолы/асфальтены заключено в достаточно широкий диапазон – от 0,73 до 2,38 при среднем значении 1,37. Содержание масел изменяется от 10,3 до 30,98%, среднее – 19,64%. Практически все битумоиды являются смолистыми, за исключением четырех образцов в которых содержание асфальтенов незначительно их превышает. В составе смол преобладают компоненты спирто-бензольной фракции.

В групповом составе нефтей преобладают масла – от 58,18 до 67,54% (средние значения – 61,28% и 61,7% соответственно в нефтях Первомайского и Бондюжского месторождений), а в асфальто-смолистых компонентах – смолы, от 20,51 до 31,47% (средние величины – 26,87% и 29,39%, соответственно для нефтей Первомайского и Бондюжского месторождений).

Ранее выполненные исследования (Остроухов и др., 2017, Плотникова и др., 2017) позволили установить, что в породах семилукского горизонта, наряду с битумоидами сингенетического рассеянного органического вещества, присутствуют миграционные битумоиды, имеющие иной источник генерации.

Несомненно, поиск данного источника является сложной задачей и требует широкого комплекса

дополнительных исследований. Однако, в качестве рабочей гипотезы мы можем предположить, что миграционная составляющая битумоидов – это нефть пашийского и тиманского горизонтов верхнедевонского терригенного комплекса, а разнообразие геохимических характеристик битумоидов исследуемого интервала обусловлено различной степенью смешения «родного» сингенетического органического вещества пород семилукского горизонта и привнесенной восходящей вертикальной миграцией нефтью.

Для проверки данного предположения нами было проведено сравнение битумоидов пород и нефтей ниже лежащих продуктивных комплексов на основании использования следующих геохимических коэффициентов:

1.  $\Pi/\Phi$  – отношение пристана к фитану;
2.  $\Pi/nC_{17}$  – отношение пристана к *n*-алкану  $C_{17}$ ;
3.  $\Phi/nC_{18}$  – отношение пристана к *n*-алкану  $C_{18}$ ;
4.  $C_{27}/C_{17}$  – коэффициент распределения *n*-алканов в средних фракциях;
5.  $\sum(C_{27}-C_{31})/\sum(C_{15}-C_{19})$  – отношение количества высокомолекулярных алканов к низкомолекулярным алканам. Данный коэффициент является параметром катагенетической зрелости;
6.  $2nC_{29}/C_{28}+C_{30}$  – коэффициент нечетности в среднемолекулярной области;
7.  $СР1$  – коэффициент нечетности в высокомолекулярной области;
8.  $НЧ/Ч$  – коэффициент нечетности;
9.  $\Pi+\Phi/C_{17}+C_{18}$  – отношение суммы пристана и фитана к сумме *n*-алканов  $C_{17}$  и  $C_{18}$ .

Сопоставление битумоидов и нефтей проводилось путем сравнения звездных диаграмм. На рисунке 3 приведено сравнение нефтей пашийского горизонта из

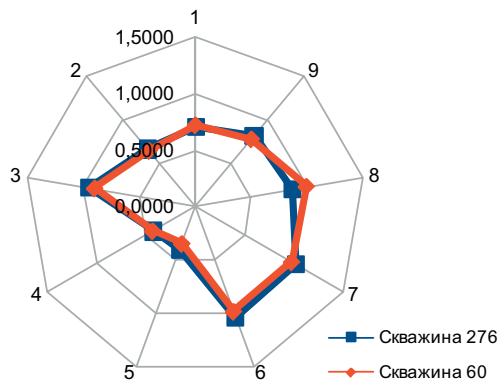


Рис. 3. Сравнение нефтей пашийского горизонта Первомайского месторождения по геохимическим коэффициентам. Здесь и далее соответствие геохимических коэффициентов номерам на звездной диаграмме – см. в тексте

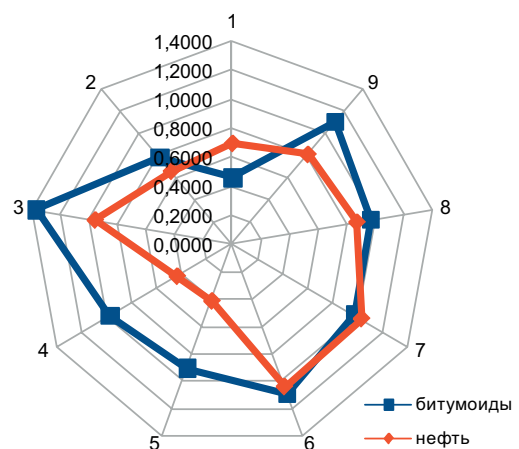


Рис. 5. Сравнение битумоидов семилукского горизонта скв. 467-Д и нефтей Первомайского месторождения по средним значениям геохимических коэффициентов

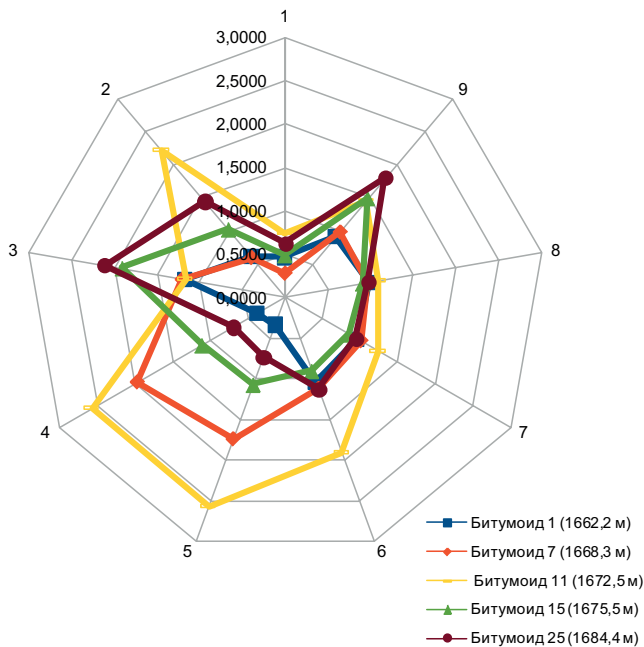


Рис. 4. Сравнение битумоидов семилукского горизонта скв. 467-Д Первомайского месторождения по геохимическим коэффициентам

двух скважин Первомайского месторождения. Почти абсолютная идентичность нефтей позволила использовать средние значения коэффициентов для дальнейших сопоставлений.

Сопоставление битумоидов между собой, напротив, указало на наличие значительного отличия их друг от друга, что наглядно иллюстрирует рисунок 4, на котором приведено сравнение пяти битумоидов, расположенных на различных глубинах изучаемого интервала. Несмотря на близость значений коэффициентов нечетности, битумоиды значительно разнятся по другим коэффициентам, что обусловлено, прежде всего, различными фаціальными условиями формирования отдельных прослоев.

Сравнение средних значений коэффициентов по нефтям и битумоидам (Рис. 5) выявило различия между ними лишь в общем и указало на необходимость проведения индивидуального сравнения нефтей с каждым из 25-ти исследованных битумоидов.

В ходе индивидуального сравнения были получены весьма интересные результаты.

1. В разрезе семилукского было выявлено несколько битумоидов, которые по геохимическим коэффициентам практически идентичны нефти пашийского горизонта (Рис. 6а). Это дает основание предположить присутствие в отдельных участках разреза следов восходящей вертикальной миграции нефти из нижележащих горизонтов терригенного девона.

2. Наряду с битумоидами, идентичными нефтям, в разрезе семилукского горизонта присутствуют битумоиды, значительно отличающиеся от нефтей (Рис. 6б, 6в) или представляющие собой смещение сингенетического органического вещества и пашийской нефти (Рис. 6г).

Практически полная идентичность с нефтями обнаружена в 5-ти битумоидах из 25-ти изученных, причем все они расположены в верхней части изученного интервала (Рис. 7). Значительные отличия от нефтей установлены также для 5-ти битумоидов, которые неравномерно рассредоточены по всему интервалу. Остальные 15 образцов битумоидов (60%) представляют собой продукт смешения сингенетического органического вещества (ОВ) и привнесенных УВ. Таким образом, практически все исследованные битумоиды являются продуктом смешения сингенетического ОВ и миграционной составляющей (нефти). Поскольку четкая связь между типами битумоидов и наличием органического вещества в породе отсутствует, по-видимому, доля миграционной составляющей и ее распределение по разрезу контролируется емкостными свойствами пород и их трещиноватостью.

Это подтверждается также отсутствием положительной корреляции между долей масляной фракции в битумоидах образца породы (наиболее легкая и подвижная часть битумоидов) и содержанием органического углерода (ТОС) в этой породе (Рис. 8). Более того, между этими двумя параметрами существует слабая обратная корреляционная связь (-0.37), указывающая, скорее, на то, что распределение миграционных УВ в породах не связано с распределением ТОС.

Также для битумоидов первых двух типов (первый – идентичные нефтям, второй – резко от нее отличающиеся) установлены различия пиролитических параметров. В частности, средние значения  $S_0$ ,  $S_1$  и  $\Delta S_1$  (разница значений  $S_1$  до и после экстракции) для битумоидов первого типа выше по сравнению с битумоидами 2-го типа (Табл. 1).

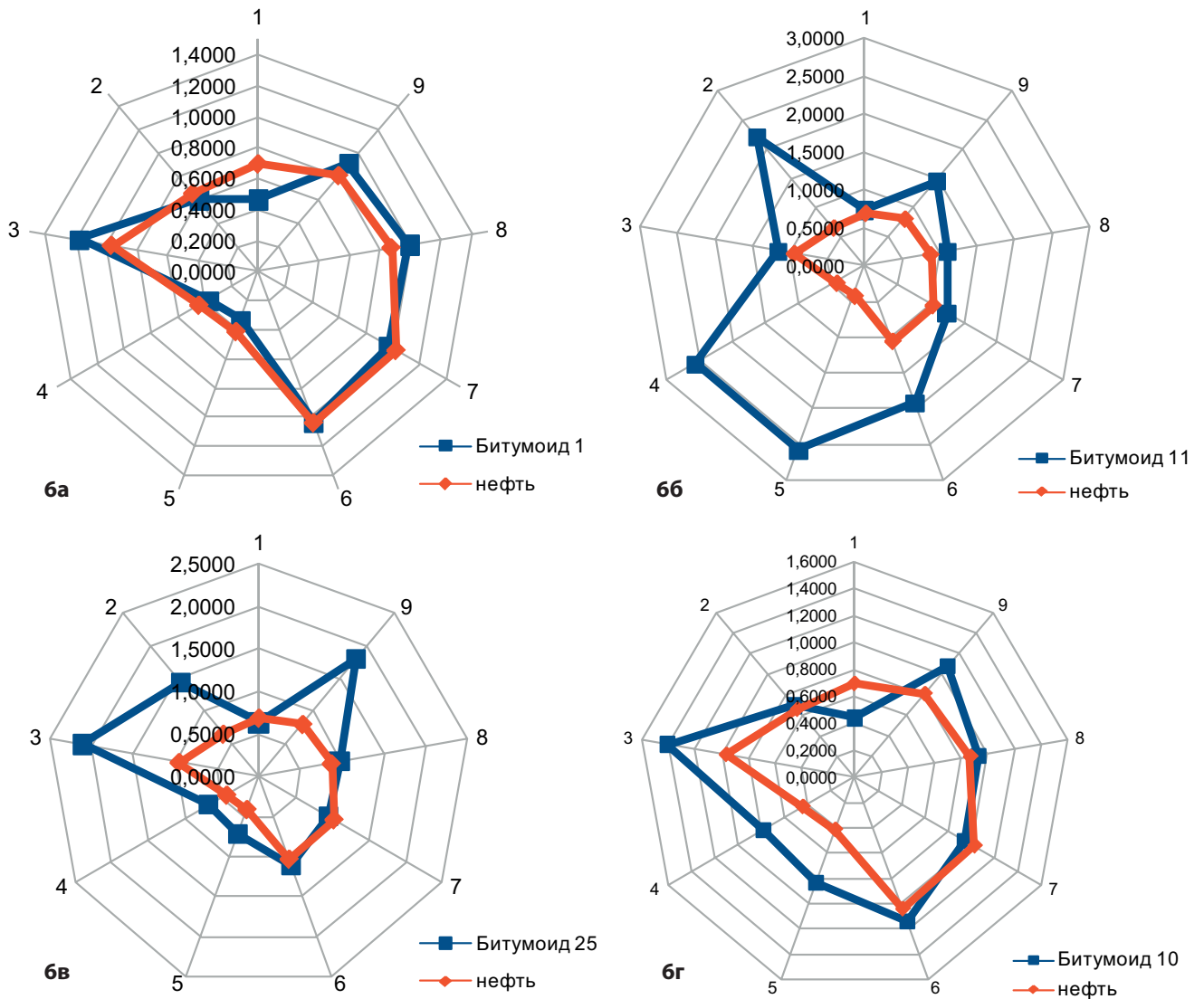


Рис. 6. Примеры сравнения различных битумоидов семилукского горизонта с нефтями пашийского горизонта: а – пример битумоида, идентичного нефти, б, в – примеры битумоидов, значительно отличающихся от нефти, г – пример битумоида, в котором предполагается смешение сингенетического органического вещества с миграционной нефтью

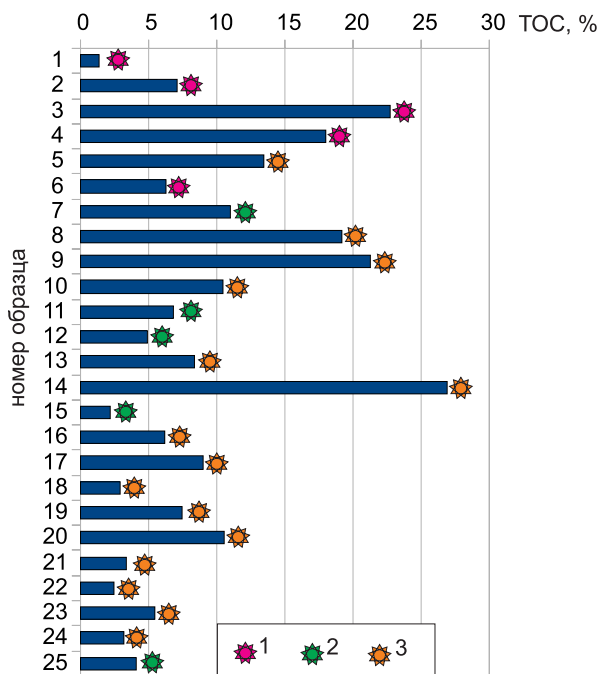


Рис. 7. Распределение различных типов битумоидов в разрезе изученного интервала. 1 – битумоиды, идентичные нефти, 2 – битумоиды, значительно отличающиеся от нефти, 3 – битумоиды, в которых предполагается смешение сингенетического органического вещества и миграционных нефтяных УВ.

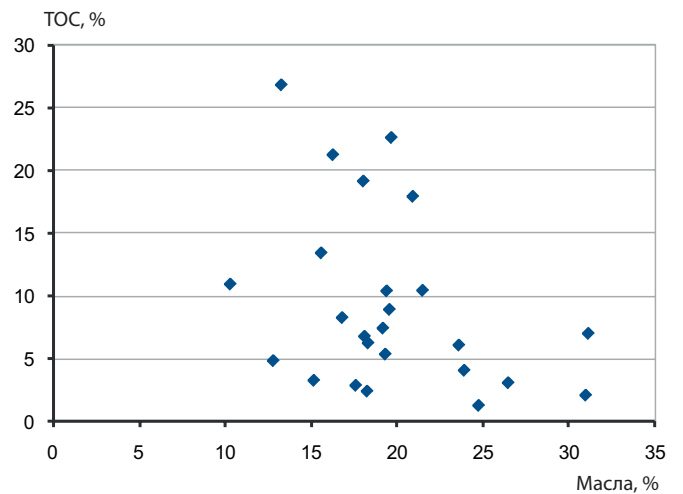


Рис. 8. Зависимость содержания масляной фракции битумоидов от массы общего органического углерода (ТОС) в породе

№ образца	S <sub>0</sub>		S <sub>1</sub>		Δ S <sub>0</sub>	Δ S <sub>1</sub>
	До экстракции	После экстракции	До экстракции	После экстракции		
породы, содержащие первый тип битумоидов (идентичные нефти)						
1	0,16	-	0,37	0,06	0,16	0,31
2	1,69	-	5,15	0,24	1,69	4,91
3	1,41	-	10,38	0,73	1,41	9,65
4	3,21	-	9,39	0,74	3,21	8,65
6	2,11	-	3,94	0,2	2,11	3,74
<b>среднее</b>	<b>1,72</b>		<b>5,85</b>	<b>0,39</b>	<b>1,72</b>	<b>5,45</b>
породы, содержащие второй тип битумоидов (значительно отличающиеся от нефти)						
7	2,09	-	7,32	0,31	2,09	7,01
11	1,83	-	4,53	0,30	1,83	4,23
12	1,69	-	4,11	0,20	1,69	3,91
15	0,74	-	3,1	0,14	0,74	2,96
25	0,74	-	2,12	0,16	0,74	1,96
<b>среднее</b>	<b>1,42</b>		<b>4,24</b>	<b>0,22</b>	<b>1,42</b>	<b>4,01</b>

Табл. 1. Сравнение содержания подвижных УВ в породах с различными типами битумоидов

## Выводы

Полученные результаты являются принципиально новыми и позволяют иначе представить процесс формирования залежей в семилукском горизонте. Основные выводы сводятся к следующему:

В семилукском горизонте, наряду с сингенетичным рассеянным веществом, присутствуют подвижные более легкие битумоиды, которые по данным газожидкостной хроматографии идентичны нефтям нижележащих терригенных отложений пашийского и тиманского горизонтов. Данные битумоиды, несомненно, являются миграционными и отражают процесс восходящей вертикальной миграции нефти, который и отвечает за формирование промышленных залежей в семилукском горизонте в тех участках, где литологические особенности доманикитов и развитие в них наложенной трещиноватости позволяет создать коллектирующее пространство.

Результаты, полученные по данным газожидкостной хроматографии, полностью коррелируются с результатами, полученными на основе анализа распределения в битумоидах УВ ряда алкилтолуолов и изложенными ранее (Остроухов и др., 2017).

Наличие миграционных подвижных битумоидов в породах семилукского горизонта приводит к завышению значений ТОС в них по данным пиролиза. В связи с этим необходимы новые методические подходы и аналитические приемы, позволяющие разделять и оценивать отдельно содержание в породах подвижных миграционных УВ и сингенетичного ОВ.

Такая методика может быть создана на основе комплексного экспрессного изучения шлама (геохимические и минералогические исследования в процессе бурения). А ее будет иметь большое практическое значение и позволит уже на стадии разбуривания толщи доманикитов проводить оценку наличия подвижных УВ и их количества. Анализ площадного распространения миграционных УВ, в свою очередь, позволит локализовать каналы миграции нефти и определить перспективные участки размещения промышленных залежей нефти в семилукском горизонте и границы их распространения.

Картирование урвней насыщения пород саргаевского, семилукского и речицкого горизонтов подвижными

УВ будет являться основой для выбора места заложения и направления наклонных и горизонтальных стволов и позволит увеличить эффективность освоения сланцевых толщ. Комплексирование геохимических методов исследования шлама и геофизических методов изучения развития трещиноватости позволит успешно прогнозировать потенциальные участки наличия залежей нефти. При этом перспективные участки размещения залежей необходимо связывать, в первую очередь, с наличием благоприятных условий для вертикальной миграции нефти (поля трещиноватости, разломы, зоны разуплотнения) и ее аккумуляции (коллектирующее пространство, образованное в первую очередь открытой трещиноватостью).

Плотные высокоуглеродистые породы саргаевского, семилукского и речицкого горизонтов являются нетрадиционным объектом нефтедобычи, который предполагает использование нетрадиционных новых подходов к его опосредованному и освоению. Одним из таких подходов является рассмотрение доманикитов в качестве аккумуляционной или аккумуляционно-генерационной системы и допущение того, что залежи в этих системах могли сформироваться за счет аккумуляции нефтяных систем, генерированных в иных источниках. Поскольку в настоящее время нефть семилукского, речицкого и саргаевского горизонтов большинством исследователей связывается исключительно с генерационной системой ОВ доманика, то основным критерием поиска является наличие в породах органического вещества и степень его катагенеза. Иными словами, в основе прогноза лежат исключительно генетические критерии, связанные с рассеянным органическим веществом. Однако, высокая литологическая неоднородность пород-доманикитов, неравномерность распределения в них ОВ и его низкая зрелость (преимущественно ПКЗ) зачастую приводят к завышению ресурсного потенциала. Механизм миграции нефти по пласту и аккумуляции в ловушке в корне не согласуется с низкими фильтрационно-емкостными свойствами как доманикитов, так и контактирующих с ними транзитных зон, которые на самом деле таковыми не являются.

Использование новых методических подходов, включающих комплексное экспрессное изучение шлама и

керна, повысит достоверность выделения в разрезе продуктивных нефтенасыщенных интервалов и позволит более корректно проводить оценку и подсчет запасов в плотных высокоуглеродистых отложениях.

## Литература

Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И. Геохимическая характеристика нефтей и РОВ пород центральных районов Волго-Урала (по УВ-биомаркерам). *Геохимия*. 2005. № 11. С. 1208-1223.

Емельянов В.В., Газизов И.Г., Салихов А.Д., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Пронин Н.Е. Перспективы прироста запасов нефти на месторождениях НГДУ «Прикамнефть» за счет возвратных горизонтов в косвинско-радаевских отложениях. *Нефтяное хозяйство*. 2014. № 10. С. 64-68.

Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.Г. и др. Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана. М.: Изд-во «ГЕОС». 2009. 487 с.

Киселева Ю.А., Можегова С.В. Генетические группы нефтей центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и их генерационные источники. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2012. Т. 7. № 3. [http://www.ngtp.ru/rub/1/36\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/36_2012.pdf).

Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Пронин Н.В., Газизов И.Г., Ахманова Т.П. К вопросу о миграционных битумоидах в породах семилукского горизонта Первомайского месторождения нефти. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 1. С. 52-58. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.9>

Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Салахидинова Г.Т., Пронин Н.В. Особенности состава и строения нефтей Первомайского и Ромашкинского месторождения нефти. *Химия и технология топлив и масел*. 2014. № 6. С. 70-75.

Плотникова И.Н., Остроухов С.Б., Пронин Н.В. и др. Актуальные задачи геохимических исследований нефтей и битумоидов для решения задач нефтепоисковой геологии. *Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017: Материалы международной научно-практической конференции*. Москва: Изд-во «Перо». 2017. С. 258-262.

Плотникова И.Н., Лыгина Т.З., Наумкина Н.И. и др. Литохимические особенности и условия формирования высокоуглеродистых толщ Татарстана. *Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017: Материалы международной научно-практической конференции*. Москва: Изд-во «Перо». 2017. С. 263-267.

Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Носова Ф.Ф. Об источнике генерации нефти пашийского горизонта Ромашкинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*. 2013. № 1. С. 33-35.

Романов А.Г., Морозов О.Н., Гируц М.В. и др. Типизация нефтей Самарской области по углеводородам-биомаркерам. *Нефтехимия*. 2010. Том 50. № 6. С. 424-430.

## Сведения об авторах

*Ирина Николаевна Плотникова* – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Академия наук Республики Татарстан

Россия, 420111, Казань, ул. Баумана, д. 20

E-mail: irena-2005@rambler.ru

*Сергей Борисович Остроухов* – канд. хим. наук, ведущий научный сотрудник, ООО «ЛУКОЙЛ-инжиниринг»

Филиал «ВолгоградНИПИморнефть»

Россия, 400078, Волгоград, просп. им. В.И. Ленина, д. 96

*Андрей Анатольевич Лантев* – начальник, Нефтегазодобывающее управление «Прикамнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423603, Елабуга, Нефтяников пр., д. 32

*Илгам Гарифзянович Газизов* – канд. тех. наук, главный геолог, Нефтегазодобывающее управление «Прикамнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423603, Елабуга, Нефтяников пр., д. 32

*Виталий Владимирович Емельянов* – канд. тех. наук, заместитель начальника геологического отдела, Нефтегазодобывающее управление «Прикамнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423603, Елабуга, Нефтяников пр., д. 32

*Никита Владимирович Пронин* – старший преподаватель, кафедра геологии нефти и газа имени акад. А.А. Трофимука, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

*Фидания Фоатовна Носова* – заведующий лабораторией, кафедра геологии нефти и газа имени акад. А.А. Трофимука, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

*Айрат Дуфарович Салихов* – начальник геологического отдела, Нефтегазодобывающее управление «Прикамнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423603, Елабуга, Нефтяников пр., д. 32

Статья поступила в редакцию 23.09.2017;

Принята к публикации 03.11.2017;

Опубликована 30.11.2017

IN ENGLISH

## Migration Aspect in the Oil-Bearing Capacity of the Domanic Formation in Tatarstan

*I.N. Plotnikova<sup>1\*</sup>, S.B. Ostroukhov<sup>2</sup>, A.A. Laptev<sup>3</sup>, I.G. Gazizov<sup>3</sup>, V.V. Emelyanov<sup>3</sup>, N.V. Pronin<sup>4</sup>, F.F. Nosova<sup>4</sup>, A.D. Salikhov<sup>3</sup>*

<sup>1</sup>Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, Russia

<sup>2</sup>VolgogradNIPImorneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Volgograd, Russia

<sup>3</sup>Oil and Gas Production Department Prikamneft Tatneft PJSC, Elabuga, Russia

<sup>4</sup>Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia

\*Corresponding author: Irina N. Plotnikova, e-mail: irena-2005@rambler.ru

**Abstract.** The article highlights the problem of oil bearing of the Domanic Formation on the territory of the Republic of Tatarstan. Comparing the geochemical characteristics of bitumen of the Semilukskian horizon and oils of the Eifelian-Frasnian terrigenous complex, it was concluded that in the Semilukskian horizon, mobile bitumen are present along with the syngenetic dispersed matter, which, according to gas-liquid chromatography, are identical to the oil of the underlying

terrigenous deposits of the Pashian and Timanian horizons.

These bitumens are migratory and reflect the process of upward vertical oil migration, which is responsible for the formation of industrial deposits in the Semilukskian, Sargaevskian, and Rechitskian horizons in those areas where the lithological features of the rocks and the development of superficial fracturing in them make it possible to create a collecting space. The rocks of the Domanic facies should

be considered as accumulation or accumulation-generation system, oil deposits of which were formed due to oil systems generated in other sources. New methods of search are needed that allow us to quickly assess the content of migratory hydrocarbons and syngenetic organic matter. This is possible on the basis of a rapid study of the sludge, which will allow to assess the presence of mobile hydrocarbons and their quantity during drilling. An analysis of the spatial distribution of migratory hydrocarbons will allow localizing oil migration channels.

**Keywords:** Domanic Formation, organic matter, bitumen, vertical oil migration, oil deposits, search methods, resources assessment, accumulation system

**For citation:** Plotnikova I.N., Ostroukhov S.B., Laptev A.A., Gazizov I.G., Emel'yanov V.V., Pronin N.V., Salikhov A.D., Nosova F.F. Migration Aspect in the Oil-Bearing Capacity of the Domanic Formation in Tatarstan. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 4. Part 2. Pp. 348-355. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.7>

## References

- Emelyanov V.V., Gazizov I.G., Salikhov A.D., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Pronin N.E. The prospects for increasing of oil reserves in territory of the Prikamneft due to the discovery of new deposits in Kosvinsko-Radaevskikh strata. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*. 2014. No. 10. Pp. 64-68. (In Russ.)
- Gordadze G.N., Tikhomirov V.I. Geochemical characteristics of oils and DOM rocks in the central regions of the Volga-Ural (using HC-biomarkers). *Geokhimiya = Geochemistry*. 2005. No. 11. Pp. 1208-1223. (In Russ.)
- Kayukova G.P., Romanov G.V., Lukyanova R.G et al. Organicheskaya geokhimiya osadochnoi tolshchi i fundamenta territorii Tatarstana [Organic geochemistry of the sedimentary strata and the foundation of the territory of Tatarstan]. Moscow: «GEOS» Publ. 2009. 487 p. (In Russ.)
- Kiseleva Yu.A., Mozhegova S.V. Genetic Groups and Sources of Oils in the Central Part of the Volga-Urals Petroleum Province. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*. 2012. V.7. No. 3. [http://www.ngtp.ru/rub/1/36\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/36_2012.pdf) (In Russ.)
- Ostroukhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Pronin N.V., Gazizov I.G., Ahmanova T.P. Migrational Bitumen in the Rocks of Semilukskian Horizon of the Pervomaisky Oil Field. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 1. Pp. 52-58. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.9> (In Russ.)
- Ostroukhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Salakhidinova G.T., Pronin N.V. Peculiarities of the composition and structure of the oils of Pervomaisky and Romashkinskoye oil fields. *Khimiya i tekhnologiya topliv i masel* [Chemistry and technology of fuels and oils]. 2014. No. 6. Pp. 70-75. (In Russ.)
- Plotnikova I.N., Ostroukhov S.B., Pronin N.V. et al. Actual tasks of geochemical studies of oils and bitumoids for solving the problems of oil prospecting geology. *Novye idei v geologii nefi i gaza – 2017: Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii* [New ideas in the geology of oil and gas – 2017. Proc. Int. Scientific and Practical Conference]. Moscow: «Pero» Publ. 2017. Pp. 258-262. (In Russ.)

Plotnikova I.N., Lygina T.Z., Naumkina N.I. et al. Lithochemical features and conditions for the formation of high-carbon sequences in Tatarstan. *Novye idei v geologii nefi i gaza – 2017: Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii* [New ideas in the geology of oil and gas – 2017. Proc. Int. Scientific and Practical Conference]. Moscow: «Pero» Publ. 2017. Pp. 263-267. (In Russ.)

Plotnikova I.N., Pronin N.V., Nosova F.F. On the source of oil generation in Pashiysky horizon of Romashkinskoye oil field. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*. 2013. No. 1. Pp. 33-35. (In Russ.)

Romanov A.G., Morozov O.N., Giruts M.V. et al. Typification of oils of the Samara region using hydrocarbons-biomarkers. *Neftekhimiya = Petrochemistry*. 2010. Vol. 50. No. 6. Pp. 424-430. (In Russ.)

## About the Authors

*Irina N. Plotnikova* – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan

20 Baumana St., Kazan, 420012, Russia

E-mail: [irena-2005@rambler.ru](mailto:irena-2005@rambler.ru)

*Sergey B. Ostroukhov* – PhD (Chemistry), Leading Researcher, VolgogradNIPImorneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC

98 Lenina Ave, Volgograd, 400078, Russia

*Andrey A. Laptev* – Head, Oil and Gas Production Department Prikamneft Tatneft PJSC

32 Neftyanikov Ave, Elabuga, 423603, Russia

*Ilgam G. Gazizov* – PhD (Engineering), Chief Geologist, Oil and Gas Production Department Prikamneft Tatneft PJSC

32 Neftyanikov Ave, Elabuga, 423603, Russia

*Vitaliy V. Emelyanov* – PhD (Engineering), Deputy Head of the Geological Department, Oil and Gas Production Department Prikamneft Tatneft PJSC

32 Neftyanikov Ave, Elabuga, 423603, Russia

*Nikita V. Pronin* – Senior Lecturer, Department of Oil and Gas Geology, Kazan (Volga region) Federal University

4/5 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russia

*Fidaniya F. Nosova* – Head of Laboratory, Department of Oil and Gas Geology, Kazan (Volga region) Federal University

4/5 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russia

*Ayrat D. Salikhov* – Head of the Geology Department, Oil and Gas Production Department Prikamneft Tatneft PJSC

32 Neftyanikov Ave, Elabuga, 423603, Russia

*Manuscript received 23 September 2017;*

*Accepted 03 November 2017;*

*Published 30 November 2017*