

УДК 553.984

## ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ УФИМСКОГО КОМПЛЕКСА БОЛЬШЕ-КАМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ИХ СВОЙСТВА

*Р.Ф. Вафин, А.Г. Николаев, Р.Д. Валеева*

### Аннотация

В статье представлены итоги изучения пород-коллекторов сверхвязких нефтей уфимского терригенного комплекса Больше-Каменского месторождения, дана детальная характеристика их состава и коллекторских свойств. При обработке данных использовались методы математической статистики. На основании полученных результатов были построены карты распределения параметров коллекторов в пределах месторождения.

**Ключевые слова:** нефть, порода-коллектор, гранулометрический состав, пористость, проницаемость, карбонатность, нефтенасыщенность.

---

### Введение

В пермских отложениях Республики Татарстан (РТ) и прилегающих районов соседних областей, тектонически совпадающих с центральной частью Волго-Уральской антеклизы, широко распространены сверхвязкие нефти (СВН), издавна называемые природными битумами, проблема освоения и вовлечения в активную разработку которых становится все более актуальной в условиях возрастающего дефицита невозполняемых ресурсов углеводородов.

СВН уфимского терригенного комплекса РТ по своему составу и физико-химическим свойствам существенно отличаются от «традиционных» нефтей карбона и девона и представляют собой в разной степени окисленные и преобразованные нефти, залегающие в недрах в твердом, вязком и вязкопластичном состоянии (вязкость от 600 до 440 тыс. мПа·с) с высоким содержанием, кроме углеводородной основы, серы (3.7–7%), масел (5.8–88%), смол (8.7–57%), асфальтенов (3.3–61%), а также редких цветных металлов, таких, как ванадий, никель, рений [1–5].

В РТ выявлено более 450 скоплений СВН. Все они связаны с продуктивными терригенными и карбонатными отложениями казанского, уфимского и нижнепермского комплексов, залегающими на глубинах до 300–400 м.

Наиболее исследованными районами РТ являются территории Южно-Татарского свода и восточного борта Мелекесской впадины [6]. Основными объектами по степени разведанности и количеству запасов являются залежи СВН в отложениях уфимского и казанского ярусов среднепермского возраста [7]. Распределение ресурсов и запасов СВН по степени изученности и стратиграфическим комплексам представлено на рис. 1, 2.

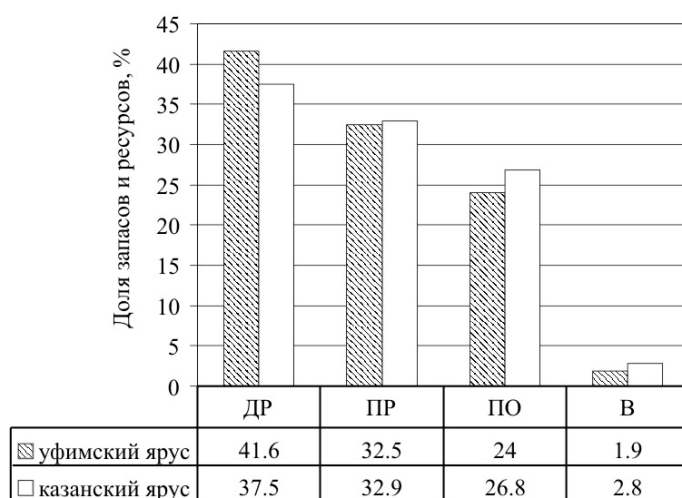


Рис. 1. Распределение ресурсов и запасов СВН по степени изученности. Запасы: ДР – детально разведанные; ПР – предварительно разведанные; ПО – предварительно оцененные; В – выявленные

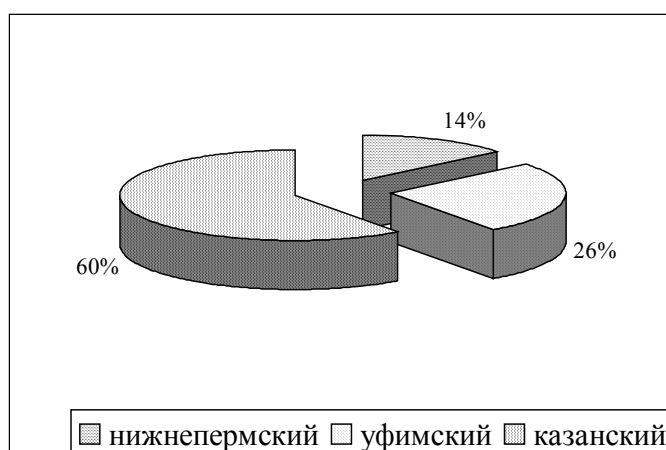


Рис. 2. Распределение ресурсов и запасов СВН по стратиграфическим комплексам

СВН на территории РТ залегают в виде обособленных скоплений, что обусловлено неоднородностью и замещением коллекторов непроницаемыми породами. Нефтеносность пермских отложений обеспечивалась за счет вертикальной миграции нефти из каменноугольных пород. Основным источником поступления углеводородов в верхние горизонты разреза служили регионально нефтеносные толщи каменноугольного возраста, что подтверждается совпадением в плане пермских нефтеносных ареалов с зонами концентрации залежей нефти в карбоне [8, 9].

Целью работы является изучение пород-коллекторов СВН уфимского терригенного комплекса и закономерностей изменения их фильтрационно-емкостных и других свойств на примере Больше-Каменского месторождения на основе минералого-литологического и петрофизического изучения кернового материала и геофизических исследований скважин.



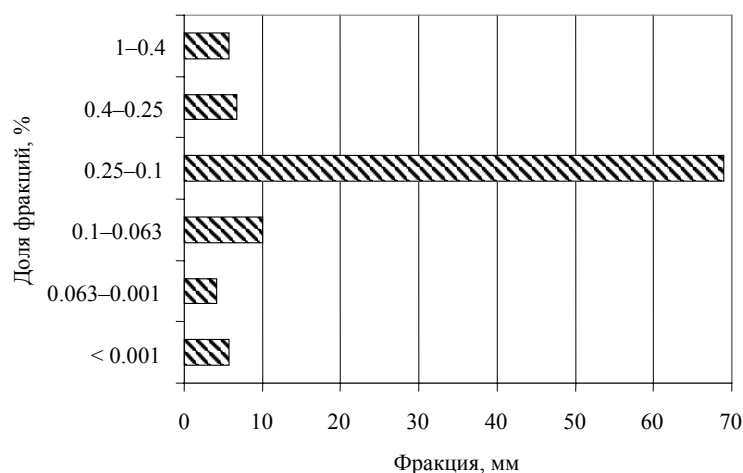


Рис. 4. Гранулометрический состав песчаников нефтяного пласта

По макро- и микроскопическому описанию керна разрез глинисто-песчаной толщи сложен песчаниками с редкими маломощными прослоями и линзами алевролитов и глин. Песчаники известковистые, реже – глинистые, серые, буровато- и темно-серые, темно-коричневые, зеленовато-черные, черные мелко- и тонкозернистые косо- и волнисто-слоистые в различной степени нефтенасыщенные. Отдельные разности иногда включают обугленные растительные остатки. Песчаники сложены преимущественно обломками кремнистых и эффузивных пород; в заметных количествах встречаются кварц и полевой шпат; присутствуют магнетит, пирит, пироксен, амфибол, сфен. Преобладают рыхлые породы, значительно реже отмечаются крепко сцементированные разности [12].

По данным гранулометрического анализа в составе песчаников доминирует фракция с размером зерен 0.25–0.1 мм (рис. 4), содержание ее в породе составляет 69%, что позволило нам отнести нефтесодержащие породы глинисто-песчаной тощи к классу песчаников мелкозернистых.

## 2. Обсуждение результатов исследований

Как видно из табл. 1, коллекторские свойства пород изменяются в широких пределах: открытая пористость пород от 2.4 до 44.5% (в среднем 31.5%), карбонатность от 0.6 до 30.1% (в среднем 6.7%), плотность минералогическая от 2.3 до 3.3% (в среднем 2.7%), нефтенасыщенность от 0.1 до 14.9% к весу породы (в среднем 7.8% масс. или 45.5% объема). По данным Р.Х. Муслимова, Е.Д. Войтовича, Н.С. Гатиятуллина и др. [6, 13], к достоверной части нефтеносного (битумоносного) потенциала следует относить ресурсы и запасы с содержанием сверхвязкой нефти (природного битума) в породе, по результатам лабораторных анализов, не менее 4% к весу (массе) породы, в связи с чем в настоящей работе используется нефтенасыщенность (битумонасыщенность) весовая.

В продуктивном пласте значения свойств улучшаются: средняя пористость составляет 36.2%, средняя карбонатность – 3.6%, средняя плотность – 2.7%, средняя нефтенасыщенность – 9.4%.



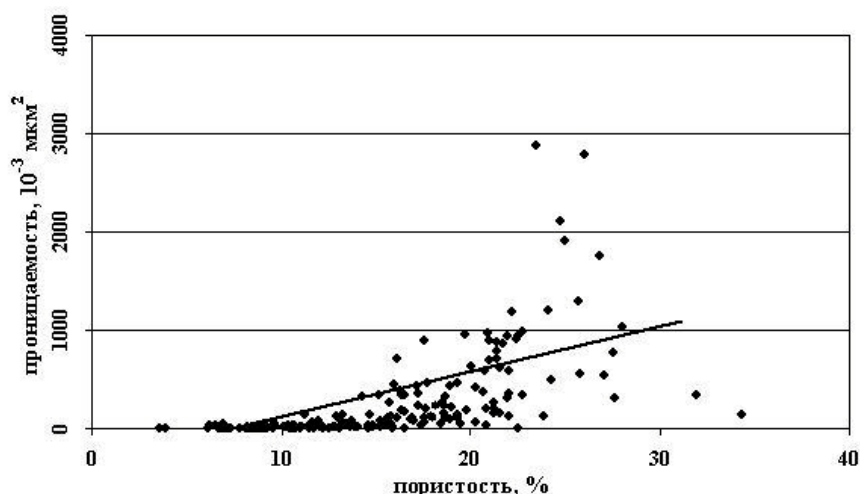


Рис. 5. Статистическая зависимость значений открытой пористости и проницаемости по газу (параллельно напластованию)

При достаточном количестве ядерного материала возможно установить нижнюю границу для отнесения пород к коллекторам, то есть границу между продуктивными и непродуктивными породами. Для более глубокого изучения коллекторских свойств были проведены специальные работы, основанные на изучении зависимостей между различными параметрами коллекторов глинисто-песчаной толщи месторождения. При этом были исследованы следующие зависимости: открытая пористость – проницаемость по газу, карбонатность – пористость, пористость-нефтенасыщенность (битумонасыщенность).

Так, установлена четкая прямая зависимость (коэффициент корреляции равен 0.5352) между пористостью и проницаемостью по газу (параллельной напластованию) (рис. 5), а также четкая обратная зависимость между карбонатностью и пористостью (коэффициент корреляции равен  $-0.7659$ ) (рис. 6). Наиболее тесная положительная корреляционная связь устанавливается в паре пористость – нефтенасыщенность массовая (коэффициент корреляции равен 0.75087). Данная корреляционная связь свидетельствует о приуроченности концентраций сверхвязкой нефти к высоко пористым и проницаемым породам (рис. 7).

Корреляционный анализ с использованием параметров открытой пористости, нефтенасыщенности (битумонасыщенности) весовой и карбонатности позволил определить кондиции продуктивных пород (табл. 2). Высокопродуктивными коллекторами являются породы III класса с пористостью более 19.95%, нефтенасыщенностью массовой более 4% и карбонатностью менее 10.47%. Породы II класса являются среднепродуктивными, I класса – низкопродуктивными. Разработанные кондиции дают возможность выделять зоны коллекторов различной продуктивности в объеме нефтяной залежи, а также могут быть использованы при подсчете запасов.

По степени нефтенасыщенности выделяются песчаники сильно нефтенасыщенные с содержанием вязкой нефти более 7 вес. %, средне нефтенасыщенные – 3–7% и слабо нефтенасыщенные – менее 3%. В целом на Больше-Каменском

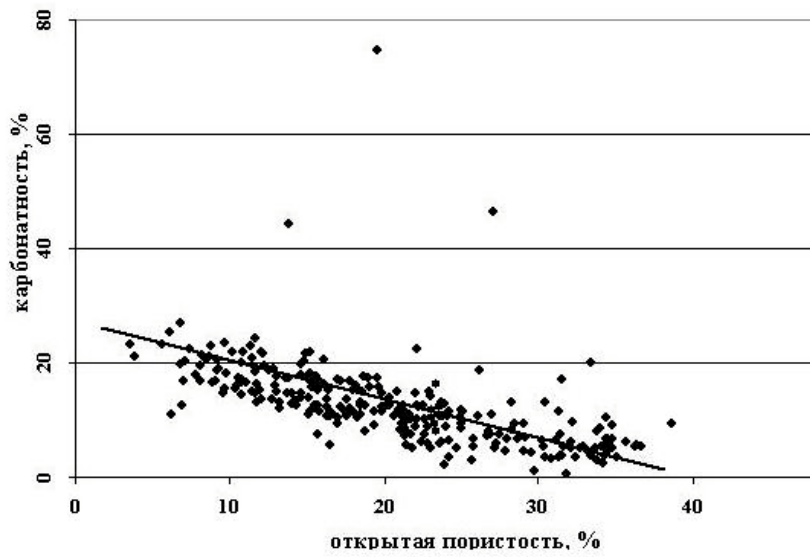


Рис. 6. Статистическая зависимость значений карбонатности и открытой пористости



Рис. 7. Статистическая зависимость значений нефтенасыщенности (битумонасыщенности) и открытой пористости

Табл. 2

Кондиции нефтенасыщенных песчаников глинисто-песчаной толщи Больше-Каменского месторождения

Классы	Коллекторские свойства, %		
	Открытая пористость	Нефтенасыщенность массовая	Карбонатность
I	5.01–7.08	0.56–0.75	38.02–26.3
II	7.08–19.95	0.75–4	26.3–10.47
III	> 19.95	> 4	< 10.47

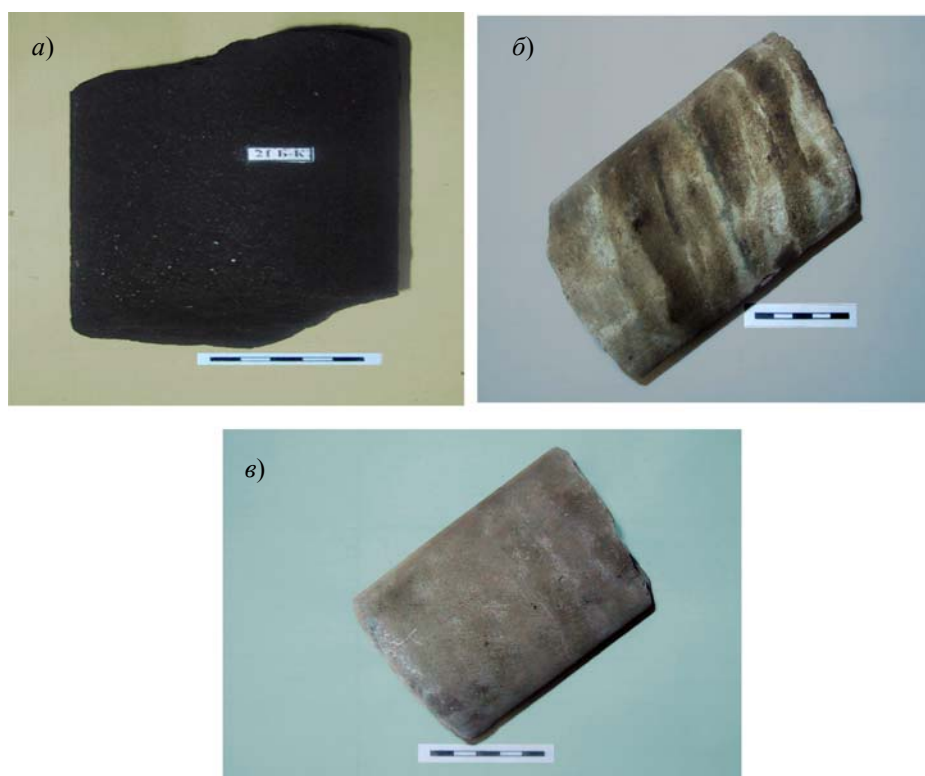


Рис. 8. Песчаники с различной степенью насыщения нефтью. Насыщение: *a* – сильное (интенсивно), *б* – среднее, *в* – слабое. Диаметр керна 10 см

месторождении породы с содержанием СВН более 4% составляют значительную часть (76%) разреза глинисто-песчаной толщи. Сильно нефтенасыщенные песчаники занимают в разрезе 60%, средние – 17%, слабо нефтенасыщенные – 23%. Для средне и в особенности слабо насыщенных пород характерна селективная пропитка СВН, обусловившая образование грубо слоистых, полосчатых, пятнистых, пятнисто-полосчатых, линзовидных, вкрапленных и других текстур (рис. 8).

Вертикальный разрез продуктивного пласта характеризуется ясно выраженной закономерностью. В верхней части развиты слабо и средне сцементированные пористые (35–42%) породы. Средняя часть пласта представлена уплотненными (пористость 12–24%) известковистыми песчаниками. Нижние его части обычно сложены крепко и средне сцементированными слабо пористыми (5–12%) часто водонасыщенными песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Наиболее мощные тела сильно нефтенасыщенных песчаников вскрыты в сводовых частях Больше-Каменской и Гуйской структур месторождения. К подошве продуктивность и пористость пород, как правило, значительно снижаются, а карбонатность – возрастает.

Наибольшая толщина нефтяной залежи совпадает с сильно нефтенасыщенными породами, которые в некоторых скважинах слагают однородные и мощные пласты. Характерной особенностью изученного месторождения является высокая нефтенасыщенность однородных участков с толщиной продуктивного горизонта более 10 м по сравнению с участками, состоящими из нескольких



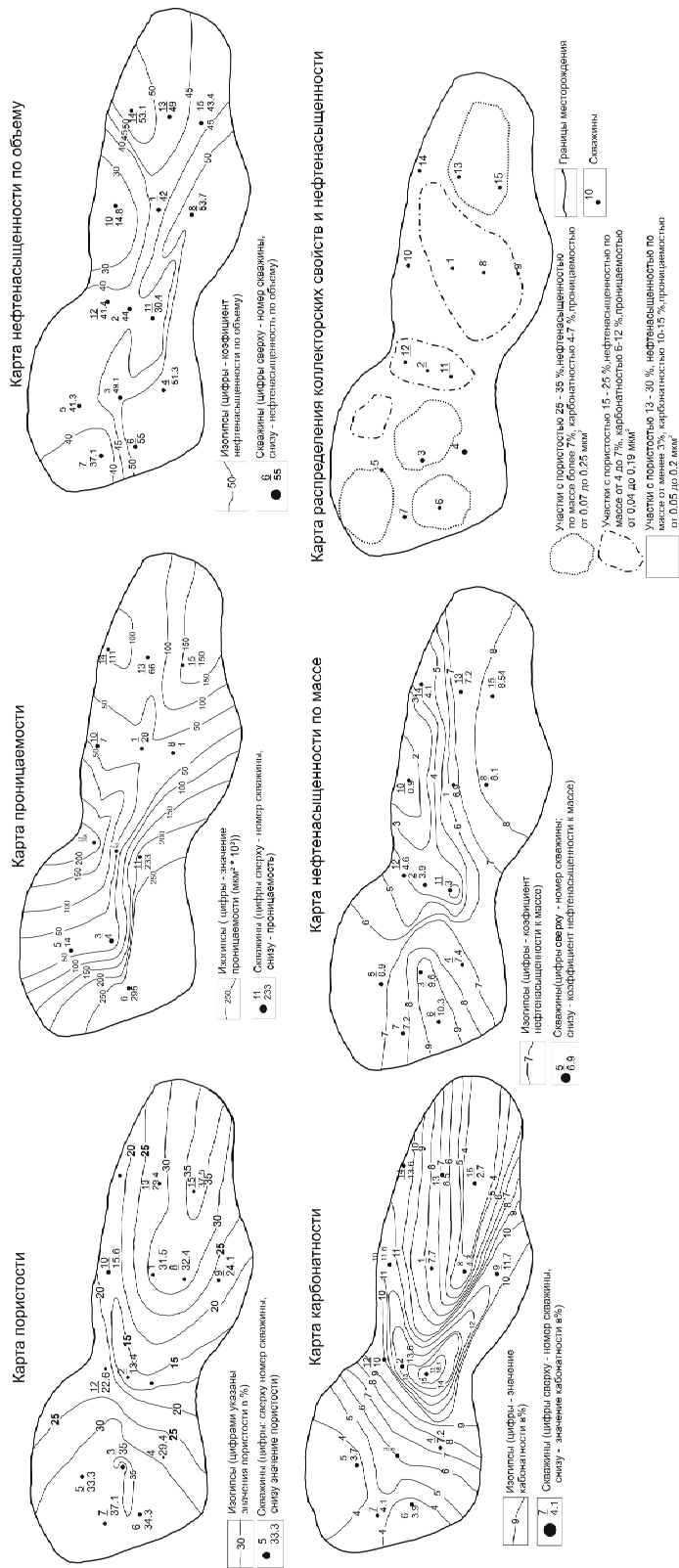


Рис. 9. Карты распределения параметров коллекторских свойств пород глинисто-песчаной толщи Больше-Каменского месторождения СВН

продуктивных слоев. Песчаники, залегающие между продуктивными слоями, более плотные и крепкие, с пористостью до 10%. Исключением являются песчаники в подошве песчаной пачки, которые являются пористыми водоносными с открытой пористостью до 30%.

### Заключение

Для выделения участков с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами по месторождению СВН авторами были построены карты пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и карбонатности, а также комплексная карта распределения коллекторских свойств и нефтенасыщенности (рис. 9). Совокупный анализ 5 карт позволил установить, что коллекторские свойства и нефтенасыщенность увеличиваются в западном и восточном направлениях, и выделить в пределах месторождения 3 участка по значениям пористости, проницаемости, карбонатности и нефтенасыщенности: западный, центральный, восточный. Для западного и восточного участков характерны максимальные значения пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и минимальные карбонатности относительно всего месторождения: пористость 25–35%, проницаемость 0,07–0,25 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенность по массе более 7%, карбонатность 4–7%. Центральный участок характеризуется худшими по сравнению с западным и восточным участками значениями параметров: пористость 13–25%, проницаемость 0,04–0,19 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенность по массе 4–7% и менее, карбонатность 7–15% и более.

Исследования выполнены при поддержке молодежного гранта Академии Наук Республики Татарстан № 06-6/2009 (Г) «Изучение свойств и особенностей сверхвязких нефтей и их коллекторов современными физическими методами исследования».

### Summary

*R.F. Vafin, A.G. Nikolaev, R.D. Valeeva.* Ultra-viscous Oil Reservoir in Ufa Complex of Bolshe-Kamensky Deposit and Its Properties.

The article presents the results of the study of ultra-viscous oil reservoir located in Ufa terrigenous complex of Bolshe-Kamensky deposit. Detailed characteristics of its lithologic and reservoir properties are given. Methods of mathematical statistics have been used for data processing. On the basis of the results obtained, made maps of reservoir parameters distribution within the deposit were constructed.

**Key words:** oil, reservoir, granulometric composition, porosity, permeability, carbonate content, oil saturation.

### Литература

1. *Зарипов А.Т.* Разработка залежей высоковязких нефтей в Республике Татарстан // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и природных битумов: Материалы региональной науч.-практ. конф. – Ухта: УГТУ, 2009. – С. 33–39.
2. *Истрицкая Н.И.* Экономические показатели освоения месторождений природных битумов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – № 3. – С. 11–21.

3. *Халимов Э.М., Климушин И.М., Фердман Л.И.* Геология месторождений высоковязких нефтей СССР (справочник). – М.: Недра, 1987. – 174 с.
4. *Муслимов Р.Х.* Возрастающая роль нетрадиционных залежей нефти в стратегии развития нефтегазового комплекса Республики Татарстан до 2020 г. // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения: Материалы междунар. науч. конф. – Казань: Изд-во Казан ун-та, 2005. – С. 3–9.
5. *Муслимов Р.Х.* Геологические условия размещения пермских природных битумов на территории Татарстана // Муслимов Р.Х. Научные труды. – М.: Закон и порядок, 2007. – С. 384–387.
6. *Вафин Р.Ф., Кальчева А.В.* Битумоносность отложений уфимского яруса в пределах Енорускино-Кутушской и Черемуховско-Кадеевской структурных зон Мелекесской впадины Республики Татарстан // Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов: Материалы междунар. науч. конф. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2008. – С. 86–91.
7. *Вафин Р.Ф.* Гидрогеологические и гидрохимические особенности битумных залежей в связи с перспективой их промышленного освоения // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и природных битумов: Материалы региональной науч.-практ. конф. – Ухта: УГТУ, 2009. – С. 61–66.
8. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан / Под ред. Р.С. Хисамова. – Казань: ФЭН, 2007. – 295 с.
9. *Вафин Р.Ф., Шакирова Д.З.* Пермские битумы – источник альтернативного углеводородного сырья в осадочном чехле Республики Татарстан // Типы седиментогенеза и литогенеза и их эволюция в истории земли: Материалы 5-го Всерос. литолог. совещ. – Екатеринбург: Изд-во Урал. отд. РАН, 2008. – С. 127–130.
10. *Виноградова О.А.* Второй шанс // Нефтегазовая вертикаль. – 2003. – № 12. – С. 96–99.
11. Минерально-сырьевая база Республики Татарстан / Под ред. Р.С. Хисамова. – Казань: ФЭН, 2006. – 320 с.
12. *Беляев Е.В., Иمامеев А.Н.* Бурение разведочных скважин на природные битумы: Отчет битумной партии ГУП «Татарстангеология». – 2005. – 125 с.
13. *Муслимов Р.Х., Смелков В.М., Успенский Б.В.* Состояние ресурсной базы природных битумов Татарстана и перспективы ее освоения // Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений: Труды науч.-практ. конф. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1999. – С. 4–12.

Поступила в редакцию  
15.12.09

---

**Вафин Рустем Фердинантович** – ассистент кафедры геологии нефти и газа Казанского государственного университета.

E-mail: [varus13@mail.ru](mailto:varus13@mail.ru)

**Николаев Анатолий Германович** – ассистент кафедры минералогии и петрографии Казанского государственного университета.

E-mail: [Anatolij-Nikolaev@mail.ru](mailto:Anatolij-Nikolaev@mail.ru)

**Валеева Рания Дамировна** – студент кафедры геологии нефти и газа Казанского государственного университета.

E-mail: [raniya\\_valeeva@mail.ru](mailto:raniya_valeeva@mail.ru)