

Породы-коллекторы уфимского яруса Республики Татарстан. Генезис и фильтрационно-емкостные свойства

Р.Ф. Вафин¹, Р.Р. Хазиев^{2*}, Л.З. Анисимова², К.Ю. Колузаева²

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²Институт проблем экологии и недропользования при Академии наук Республики Татарстан, Казань, Россия

В настоящей работе изучен керновый материал скв. № 15 месторождения сверхвязкой нефти, территориально расположенного в пределах западного борта Южно-Татарского свода. В лабораторных условиях измерены коллекторские свойства (пористость, проницаемость), нефтенасыщенность и гранулометрический состав шешминских песчаников. Установлено, что терригенный коллектор по классификации А.А. Ханина относится к I и II классу, с высокой проницаемостью. Помимо этого, в скв. № 15 выявлена тенденция ухудшения фильтрационно-емкостных свойств вниз по разрезу, причиной чему вероятно является миграция нижележащих пластовых вод из карбонатных отложений сакмарского возраста. По анализу данных гранулометрического состава пласт представлен хорошо отсортированным мелкозернистым песчаником с доминирующей фракцией 0,1-0,25 мм (около 65 % от всей выборки); проведен палеодинамический анализ с использованием диаграммы Пассеги; установлено, что формирование пласта-коллектора проходило в условиях градиционной суспензии (область P-Q-R на диаграмме), в нижних частях быстрых речных потоков, непосредственно у дна. Полученные выводы согласуются с данными предыдущих исследователей. Также, по данным исследования керна других скважин были построены карты изменения фильтрационно-емкостных свойств, по которым установлены зоны пласта с высокими коллекторскими свойствами – центральные части Северного и Южного поднятия.

Ключевые слова: Месторождение сверхвязкой нефти, фильтрационно-емкостные свойства, гранулометрический состав, классификация Ханина, диаграмма Пассеги

Для цитирования: Вафин Р.Ф., Хазиев Р.Р., Анисимова Л.З., Колузаева К.Ю. (2018). Породы-коллекторы уфимского яруса Республики Татарстан. Генезис и фильтрационно-емкостные свойства. *Георесурсы*, 20(4), Ч.1, с. 331-335. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.331-335>

Ключевой альтернативой запасам легких нефтей девонского комплекса являются залежи сверхвязких нефтей (СВН), сосредоточенные в уфимских и казанских отложениях на территории юго-восточной части Республики Татарстан (РТ). Уфимские отложения вызывают больший интерес ввиду следующих причин:

1) большая часть (около 60%) запасов СВН (Вафин и др., 2010) сосредоточена в отложениях шешминской пачки уфимского яруса;

2) казанские отложения представлены карбонатами, которые являются сложным объектом разработки;

3) в настоящее время существующие технологии выработки запасов, такие как SAGD, CHOPS, VAPEX (Николин, 2007) более эффективны в терригенных отложениях, нежели в карбонатах.

Вопросами происхождения и особенностей формирования уфимской пачки ученые-геологи занимаются с 70-х гг XX в. (Семетовский, 1973; Троепольский, 1976; Гусев, 1996; Бадамшин, 1995; Буров и др., 2003; Сюрин, 2017). Большинство ученых склоняется, что отложения уфимского возраста – отложения дельт и частично прибрежно-морские; а основным источником сноса были магматогенные отложения Урала (Кринари, 1998). Для идентификации палеодинамической обстановки и оценки пласта-коллектора по продуктивности в работе

исследованы образцы кернового материала скважины №15 месторождения СВН в юго-восточной части РТ (по согласованию с недропользователем, название месторождения не разглашается, названия структурных элементов изменены; нумерация скважин – условная).

Месторождение СВН расположено в Черемшанском районе РТ, в пределах которого выделяются 2 локальных поднятия – Северное и Южное (Рис. 1). Оба поднятия имеют брахиморфную структуру с амплитудой 15-18 м (Табл. 1, рис. 2). Эффективная нефтенасыщенная толщина коллектора в залежах увеличивается от периферии к центру. Максимальная нефтенасыщенная толщина выделена в скв. №5 на Южном поднятии – 22 м. Водонефтяной контакт (ВНК) по результатам зондирования становления ближним полем (ЗСБ) и результатам разведочного бурения установлен на отметке минус 63 м.

Объектом исследования авторского коллектива послужил керновый материал скв. №15, пробуренной на Южном поднятии месторождения СВН. Общая эффективная нефтенасыщенная толщина шешминской пачки по макроописанию керна в исследуемой скважине №15 составляет 20 м. Интервал отбора керна охватывает вышележащую пачку «лингуловых глин», всю толщину продуктивного пласта и частично нижележащие отложения сакмарского возраста.

По результатам макроскопического описания кернового материала продуктивный пласт представлен мелкозернистыми песчаниками с различной степенью пропитки СВН (Рис. 3, 4). Текстура насыщения пород по большей части сплошная, однако участками наблюдаются

* Ответственный автор: Радмир Римович Хазиев
E-mail: radmir361@mail.ru

© 2018 Коллектив авторов

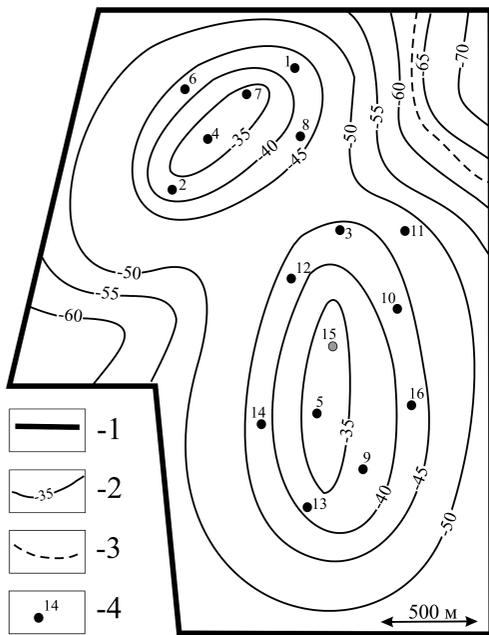


Рис. 1. Структурная карта по кровле шешминского горизонта месторождения СВН: 1 – лицензионная граница участка; 2 – изогипсы по кровле песчаной пачки; 3 – внутренний контур нефтеносности; 4 – скважины

Залежь	Размеры (км x км)	Эффективная нефтенасыщенная толщина (м)	Число скважин, вскрывших залежь
Северная	1,5x0,7	11-19	6
Южная	2x1,1	11-22	10

Табл. 1. Параметры залежей месторождения СВН

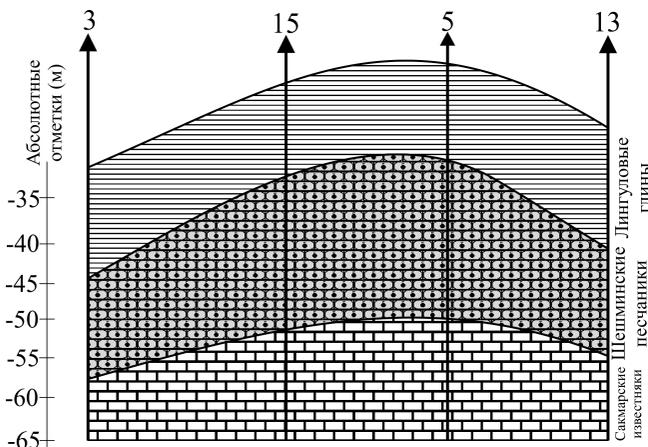


Рис. 2. Геологический профиль по линии скважин 3-15-5-13. Южная залежь. Условные обозначения литологии см. рис. 3

небольшие (от 0,1 до 0,5 м) интервалы с полосчатой и косослоистой текстурой насыщения (Рис. 4).

На исследования авторами отобрано 10 образцов со средним шагом отбора 2 м (Рис. 3) для проведения следующих лабораторных анализов: исследование фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), гранулометрический состав. Все образцы перед исследованием предварительно проэкстрагированы с определением процентного содержания вязкой нефти.

В ходе пробподготовки часть образцов была отбракована по различным причинам (разрушение образца, недостаточная степень экстракции и т.д.). Полнота информации о проведенных исследованиях показана в таблице 2.

Система	Отдел	Ярус	Горизонт	Глубина(м)	Литология	Точки отбора образцов	Макроописание			
Пермская	Средний	Казанский	Байгулянский	155	[Lithological column with patterns for clay, sandstone, and limestone]		Глины, темно-серые со светлым оттенком, плотные, с полураковистым изломом, известковистые, с ходами илоидов, с раковинами <i>Lingula</i> , участками с включениями микрокристаллов пирита. Песчанки от светло-бурых до темно-бурых, средне- и крепкоцементированные, мелкозернистые, известковистые, неяснослоистые, равномерно интенсивно битумонасыщенные.			
				160		←1 ←2				
	Нижний	Уфимский	Шешминский	165		←3				
				170		←4 ←5 ←6				
				175		←7 ←8				
				180		←9				
				Сакмарский					185	←10

Рис. 3. Литолого-стратиграфический разрез, построенный по данным макроописательского описания керна скв. 15

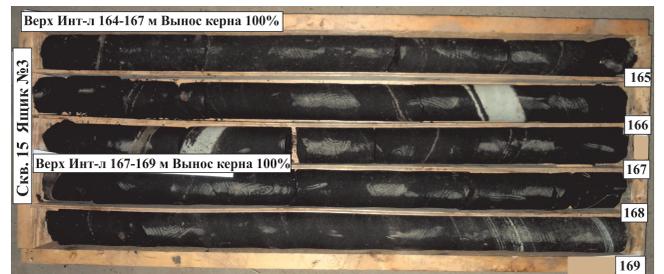


Рис. 4. Фотография ящика №3 скважины 15. На фотографии четко отмечается сплошная и косо-полосчатая текстура насыщения нефтью

По данным исследования ФЕС пласт-коллектор имеет достаточно высокие значения пористости и проницаемости и по классификации А.А. Ханина (Гиматутдинов и др., 2005) относится ко I и II классу коллектора (Табл. 3). Примечательным является тенденция ухудшения коллекторских свойств: с увеличением глубины залегания песчаной пачки снижается пористость, проницаемость и нефтенасыщенность (Успенский, Вафин, 2016). Вероятнее всего, здесь имеет место процесс образования вторичного кальцита в поровом пространстве продуктивного пласта

Образец (№)	ФЕС	Гранулометрический состав
1	+	+
2	-	+
3	+	+
4	+	-
5	+	+
6	-	+
7	+	+
8	+	+
9	+	+
10	-	+

Табл. 2. Полнота информации по исследованиям образцов № 1-10 лабораторными методами анализа

№ обр.	K _п (%)	K _{пр} ² (мкм ²)	K _н (%)	Класс коллектора
1	13	1,56	19	I
3	15,6	0,99	45	II
4	22	1,22	51	I
5	18	1,71	60	I
7	12,4	0,66	41	II
8	13,75	0,37	н/о	III
9	11,86	0,22	28,6	III

Табл. 3. Данные лабораторного исследования ФЕС скв. 15 с указанием классов коллекторов по А.А. Ханину (Гиматудинов и др., 2005)

при миграции высокоминерализованных пластовых вод из нижележащих отложений сакмарского возраста. Подобное явление отмечается в работе (Веденина и др., 2018), где исследовалось месторождение СВН на изменение ФЕС по разрезу и по площади.

По данным гранулометрического анализа основная доля во всех образцах попадает на фракцию 0,1-0,25 мм (Табл. 4, рис. 5), что характеризует пласт-коллектор как мелкозернистый песчаник.

По данным гранулометрического состава были рассчитаны параметры (Недоливко и др., 2011) Md и C для реконструкции палеодинамической обстановки осадконакопления и Q₃ и Q₁ – для определения степени сортировки So (So = $\sqrt{\frac{Q_3}{Q_1}}$).

Как видно из таблицы 5, все исследуемые образцы пород имеют хорошую степень сортировки песчаного материала, что, возможно, указывает на осадконакопление в спокойной палеодинамической обстановке. Для реконструкции была использована палеодинамическая диаграмма Пассеги. На рис. 6 видно, что облако распределения точек ложится на область P-Q-R, соответствующей полю градиционной суспензии, образующейся в нижних частях быстрых речных потоков, непосредственно у дна. Полученные данные согласуются с выводами предыдущих

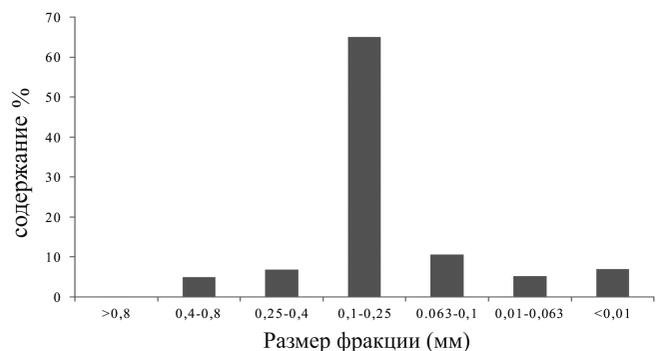


Рис. 5. Усредненная гистограмма гранулометрического состава продуктивного пласта скв. 15

№ обр.	>0,8	0,4-0,8	0,25-0,4	0,1-0,25	0,063-0,1	0,01-0,063	<0,01	Сумма %
1	0	10,21	11,71	58,09	6,51	5,31	8,17	100
2	0	12,65	10,63	50,5	12,53	5,71	7,98	100
3	0	1,63	5,46	51,69	28,86	5,54	6,68	100
5	0	3,91	7,66	81,62	1,68	1,07	4,06	100
6	0	4,33	7,6	69,83	11,34	2,8	4,1	100
7	0	2,38	8,63	79,99	1,9	1,72	5,38	100
8	0	5,17	4,56	62,38	19,84	4,54	3,51	100
9	0	3,47	2,68	72,85	3,95	4,51	12,54	100
10	0	1,62	2,53	59,04	10,9	15,23	10,68	100

Табл. 4. Данные гранулометрического состава образцов

№ обр.	Md (мкм)	C (мкм)	Q3 (мкм)	Q1 (мкм)	So	Степень сортировки
1	150	520	170	90	1,37	Хорошая
2	130	510	160	80	1,41	Хорошая
3	90	450	130	75	1,31	Хорошая
5	120	490	160	100	1,26	Хорошая
6	125	500	170	90	1,36	Хорошая
7	130	510	170	110	1,24	Хорошая
8	140	500	160	100	1,26	Хорошая
9	100	460	120	75	1,26	Хорошая
10	80	500	140	75	1,36	Хорошая

Табл. 5. Расчетные параметры для реконструкции обстановки осадконакопления

исследователей. Подобный метод палеодинамического анализа применим как на осадочных отложениях территории РТ, так и Западно-Сибирского нефтегазосного бассейна (НГБ) (Хазиев и др., 2017), где по данным палеодинамического анализа юрский пласт Ю1-1 в пределах Еты-Пуровского вала имеет сходное происхождение с уфимской пачкой РТ.

Для изучения закономерности распределения коллекторских свойств пород на месторождении использованы табличные данные исследования ФЕС на других скважинах. Всего по табличным данным исследовано 579 образцов (включая образцы из скв. 15). Для каждой скважины рассчитаны средневзвешенные значения ФЕС по разрезу шешминского горизонта (Табл. 6).

По данным таблицы 6 построены карты пористости и проницаемости на территории с применением программного пакета Surfer 8.0 (Мальцев и др., 2014) и с использованием интерполирующих методов (Kriging, Radial Basic Function, Nearest neighbor). Как показали результаты построения, наиболее оптимальным методом, исходя из небольшого массива данных, является Radial

№ скв.	K _п (%)	K _{пр} ² (мкм ²)
1	0,11	0,371
2	0,13	0,182
3	0,12	0,230
4	0,13	0,571
5	0,14	0,432
6	0,09	0,196
7	0,14	0,532
8	0,09	0,346
9	0,11	0,429
10	0,08	0,299
11	0,07	0,139
12	0,09	0,372
13	0,11	0,411
14	0,09	0,363
15	0,14	0,677
16	0,11	0,292

Табл. 6. Средневзвешенные значения ФЕС по скважинам. (Средневзвешенное значение ФЕС по скв. 15 рассчитано с учетом предыдущих исследований ядра (в сумме 123 образца))

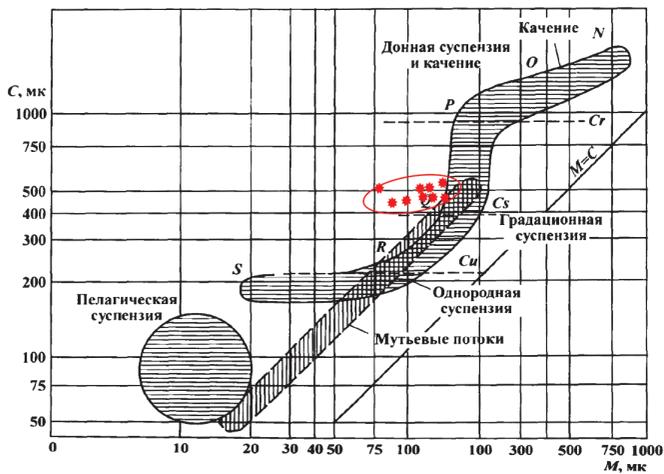


Рис. 6. Диаграмма Пассеги (Фролов, 1992) для определения механизма формирования осадка. S и Md – расчетные параметры

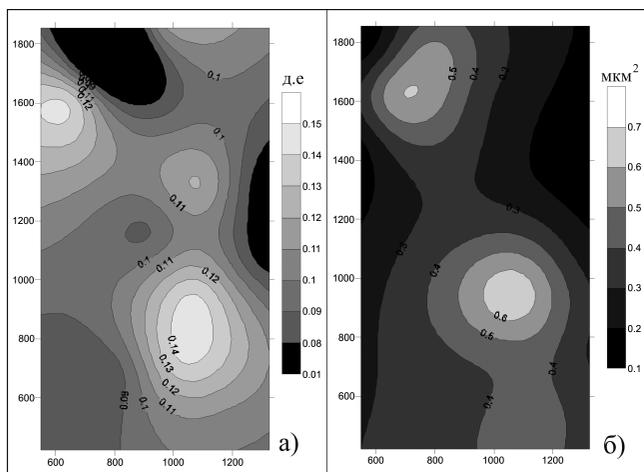


Рис. 7. Карты пористости (а) и проницаемости (б) месторождения

Basic Function. По построенным по этому методу картам (Рис. 7) установлено, что самые благоприятные участки – центральные части Северного и Южного поднятия. Здесь выделяются коллектора I и II классов с высокой проницаемостью (от 0,45 до 0,6 мкм²).

Выводы

В ходе работы установлено следующее:

- 1) Пласт-коллектор на территории месторождения относится к 1 и 2 классу по классификации А.А. Ханина.
- 2) Выявлена тенденция ухудшения ФЕС вниз по разрезу, причиной чему вероятно является миграция нижележащих пластовых вод из отложений сакмарского возраста.
- 3) По данным гранулометрического состава пласт представлен хорошо отсортированным мелкозернистым песчаником с доминирующей фракцией 0,1-0,25 мм (65% от всей выборки).
- 4) Проведен палеодинамический анализ с использованием диаграммы Пассеги; установлено, что пласт образовался в условиях градационной суспензии (область P-Q-R на диаграмме), в нижних частях быстрых речных потоков, непосредственно у дна. Полученные выводы согласуются с данными предыдущих исследователей.
- 5) Построены карты распределения ФЕС на месторождении, по которым установлено что ухудшение коллекторских свойств идет от центральной части к периферии.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные критические замечания и рекомендации, которые способствовали улучшению содержания статьи.

Литература

- Бадамшин Э.Э. (1995). Геология и разведка нефтебитумоносных комплексов. Казань: КГУ, 105 с.
- Бурув Б.В., Есаулова Н.К., Губарева В.С. (2003). Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. Москва: ГЕОС, 403 с.
- Вафин Р.Ф., Николаев А.Г., Валеева Р.Д. (2010). Породы-коллекторы сверхвязких нефтей уфимского комплекса Больше-Каменского месторождения. *Ученые записки Казанского Государственного университета. Серия: Естественные науки*, 152(1), с. 216-225.
- Веденина Н.Г., Баранова А.Г., Гарифуллина В.В., Хазиев Р.Р., Вафин Р.Ф. (2018). Гранулометрический состав и коллекторские свойства месторождения сверхвязкой нефти на территории Республики Татарстан. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 62-67
- Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. (2005). Физика нефтяного и газового пласта. Москва: Недра, 311 с.
- Гусев А.К. (1996). Татарский ярус. В кн.: Стратотипы и опорные разрезы верхней перми Поволжья и Прикамья. Казань: Экоцентр, 539 с.
- Кринари Г.А. (1998). Палеогеография татарского бассейна в районе парастратотипа по литолого-минералогическим данным. *Мат. Межд. симп.: «Верхнепермские стратотипы Поволжья»*. Москва: ГЕОС, с. 80-84.
- Мальцев К.А., Мухаромава С.С. (2014). Построение моделей пространственных переменных (с применением пакета Surfer). Казань: Казанский университет, 103 с.
- Недоливко Н.М., Ежова А.В. (2011). Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов. Томск: Томский политехнический университет, 172 с.
- Николин И.В. (2007). Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов. *Мат. Всерос. семинара: Наука – фундамент решения технологических проблем развития России*. с. 55-68.
- Сементовский Ю.В. (1973). Условия образования месторождений минерального сырья в позднепермскую эпоху на востоке Русской платформы. Казань: Татарское книжное издательство, 255 с.
- Сюрин А.А. (2017). Концептуальный подход к геологическому 3D-моделированию месторождений сверхвязкой нефти (СВН) шешминского горизонта Республики Татарстан. *Наука. Техника. Технологии*. <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/1/PDF/2017-V1-168-172.pdf>
- Троепольский В.И. (1976). Пермские битумы Татарии. Казань: КГУ, 223 с.
- Успенский Б.В., Вафин Р.Ф., Морозов В.П. (2016). Характеристики коллекторских свойств пород ашальчинской пачки и их зависимость от условий формирования. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 69-71.
- Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Арефьев Ю.М., Баранова А.Г., Валеева С.Е., Анисимова Л.З., Горынцова К.Ю. (2017). Литолого-минералогические особенности и условия формирования юрских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*. 19(4-2), с. 364-367. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.9>

Сведения об авторах

Рустем Фердинантович Вафин – старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Радмир Римович Хазиев – научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования Институт проблем экологии и недропользования при Академии Наук Республики Татарстан Россия, 420059, Казань, ул. Даурская, д. 28

Лилия Закувановна Анисимова – научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования

Институт проблем экологии и недропользования при Академии Наук Республики Татарстан Россия, 420059, Казань, ул. Даурская, д. 28

Ксения Юрьевна Колузаева – младший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования

Институт проблем экологии и недропользования при Академии Наук Республики Татарстан
Россия, 420059, Казань, ул. Даурская, д. 28

Статья поступила в редакцию 20.04.2018;
Принята к публикации 5.09.2018;
Опубликована 30.11.2018

IN ENGLISH

Types of reservoirs of the Ufa stage of the Republic of Tatarstan. Genesis and reservoir properties

R.F. Vafin¹, R.R. Khaziev², L.Z. Anisimova², K.Yu. Koluzaeva²

¹Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russian Federation

²Institute for Environmental Problems and Subsoil Use of Tatarstan Academy of Sciences, Russia, Kazan

*Corresponding author: Radmir R. Khasiev, e-mail: radmir361@mail.ru

Abstract. In this paper, we studied core material from well No. 15 of the extra-viscous oil field, geographically located within the western border of the South Tatar arch. Under laboratory conditions, reservoir properties (porosity, permeability), oil saturation and particle size distribution of Sheshmin sandstones were measured. It was established that the terrigenous reservoir belongs to class I and II according to the classification of A.A. Hanin, with high permeability. In addition, in well No. 15, a downward trend was identified in reservoir properties downstream of the section, the reason for which is probably the migration of underlying formation waters from carbonate sediments of Sakmar age. By analyzing the grain size data distribution, the reservoir is represented by well-sorted fine-grained sandstone with a dominant fraction of 0.1-0.25 mm (about 65% of the entire sample); paleodynamic analysis was carried out using the Passega diagram; It was established that the formation of the reservoir took place under conditions of gradation suspension (P-Q-R area in the diagram), in the lower parts of fast river flows, directly at the bottom. The findings are consistent with data from previous researchers. According to the study of the cores of other wells, maps of changes in reservoir properties have also been constructed, which highlighted reservoir zones with high reservoir properties – the central parts of the North and South Uplifts.

Keywords: extra-viscous oil field, reservoir properties, grain size data distribution, classification of A.A. Hanin, Passega diagram

Recommended citation: Vafin R.F., Khaziev R.R., Anisimova L.Z., Koluzaeva K.Yu. (2018). Types of reservoirs of the Ufa stage of the Republic of Tatarstan. Genesis and reservoir properties. *Georesursy = Georesources*, 20(4), Part 1, pp. 331-335. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.331-335>

Acknowledgments

The authors are grateful to the reviewer for valuable critical comments and recommendations which have been very helpful in improving the manuscript.

References

- Badamshin E.E. (1995). Geology and investigation of oil and bitumen complexes. Kazan: KGU publ., 105 p. (In Russ.)
- Burov B.V., Esaulova N.K., Gubareva V.S. (2003). Geology of Tatarstan: Stratigraphy and tectonics. Moscow: GEOS, 403 p. (In Russ.)
- Gimatdinov S.K., Shirkovsky A.I. (2005). Physics of oil and gas reservoir. Moscow: Nedra, 311 p. (In Russ.)
- Gusev A.K. (1996). Tatarian stage. In book: Stratotypes and reference sections of the upper Permian of the Volga region and Kama. Kazan: EcoCentre, 539 p. (In Russ.)
- Khaziev R.R., Andreeva E.E., Arefiev Yu.M., Baranova A.G., Valeeva S.E., Anisimova L.Z., Goryntseva K.Yu. (2017). Lithological and Mineralogical Characteristics and Forming Conditions of the Jurassic Sediments on the West Siberian basin. *Georesursy = Georesources*, 19(4-2), pp. 364-367. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.9>
- Krinari G.A. (1998). Paleogeography of the Tatarian basin in the area

of parastatotype using lithological and mineralogical data. *Proc. Int. Simp.: "Upper Permian stratotypes of the Volga region"*. Moscow: GEOS, pp. 80-84. (In Russ.)

Maltsev K.A., Mukharamova S.S. (2014). Building models of spatial variables (using Surfer package). Kazan: Kazan State University, 103 p. (In Russ.)

Nedolivko N.M., Ezhova A.V. (2011). Petrographic studies of terrigenous and carbonate reservoir rocks. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 172 p. (In Russ.)

Nikolin I.V. (2007). Methods of development of heavy oils and natural bitumen. *Mat. Vseros. seminara: Nauka – fundament resheniya tekhnologicheskikh problem razvitiya Rossii* [Proc. All-Russ. Sem.: Science – Basement of solving technological problems of Russia's development], pp. 55-68. (In Russ.)

Surin A.A. (2017). Conceptual approach to geological 3D-modeling of deposits of super-viscous oil (SVN) of the sheshminsky horizon of the Republic of Tatarstan. *Science. Technique. Technology*. <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/1/PDF/2017-V1-168-172.pdf> (In Russ.)

Sementovskiy Yu.V. (1973). Conditions of forming mineral deposits in the late Permian era in the East of the Russian platform. Kazan: Tatar book publishing house, 255 p. (In Russ.)

Troepol'skii V.I. (1976). Permian bitumens of Tatarstan. Kazan: KSU, 223 p. (In Russ.)

Uspensky B.V., Vafin R.F., Morozov V.P. (2016). Characteristics of reservoir properties of rocks of Ashalchinsk pack and their dependence on conditions of formation. *Oil economy*, 7, pp. 69-71. (In Russ.)

Vafin R.F., Nikolaev A.G., Valeeva R.D. (2010). Reservoirs of ultra-viscous oils of the Ufa sediments Bolshe-Kamesky field. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*, 152(1), pp. 216-225. (In Russ.)

Vedenina N.G., Baranova A.G., Garifullina V.V., Khaziev R.R., Vafin R.F. (2018). Particle size distribution and collection properties of the field of superviscous oil in the territory of the Republic of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 62-67. (In Russ.)

About the Authors

Rustem F. Vafin – Senior lecturer, Department of Oil and Gas Geology, Kazan (Volga Region) Federal University
4/5, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Radmir R. Khaziev – Researcher, Laboratory of Geological and Environmental Modeling, Institute for Environmental Problems and Subsoil Use of Tatarstan Academy of Sciences
28, Daurskaya st., Kazan, 420059, Russian Federation

Liliya Z. Anisimova – Researcher, Laboratory of Geological and Environmental Modeling, Institute for Environmental Problems and Subsoil Use of Tatarstan Academy of Sciences
28, Daurskaya st., Kazan, 420059, Russian Federation

Kseniya Yu. Koluzaeva – Junior Researcher, Laboratory of Geological and Environmental Modeling, Institute for Environmental Problems and Subsoil Use of Tatarstan Academy of Sciences
28, Daurskaya st., Kazan, 420059, Russian Federation

Manuscript received 20 April 2018;
Accepted 5 September 2018; Published 30 November 2018