

Уфимские битуминозные песчаники Республики Татарстан: литолого-петрофизическая характеристика и история формирования

Р. Х. Сунгатуллин¹, А. И. Муллакаев¹, А. Н. Мингазутдинов², О. А. Софинская¹

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, 18,
e-mails: Rafael.Sungatullin@kpfu.ru; almazmullakaev@gmail.com

²Институт "ТатНИПИнефть" ПАО "Татнефть", 423403, г. Альметьевск, ул. Советская, 186А,
e-mail: mingazutdinovan@tatnipi.ru

Поступила в редакцию 20.01.2025 г., принята к печати 05.03.2025 г.

Объект исследования. Битуминозные песчаники шешминского горизонта уфимского яруса на территории Республики Татарстан. **Цель.** Выявление связей литологических и петрофизических параметров для палеорекоstructions условий формирования и переформирования месторождений природных битумов. **Методы исследования.** Состав и внутренняя структура битуминозных песчаников изучены методами оптической микроскопии (петрографическое описание шлифов) и термогравиметрии (количественные параметры нефтенасыщенности и карбонатности), а также в ходе статистической обработки результатов гранулометрических и петрофизических анализов в программе STATISTICA 10. **Результаты.** Исследованные песчаники относятся к граувакковой группе. Для них характерны косая слоистость перекрестного типа, мелкозернистая структура, сортировка зерен и незначительное содержание глинистых частиц. Статистический анализ гранулометрических и фильтрационно-емкостных параметров битуминозных песчаников выявил связи между отдельными фракциями и степенью битумонасыщенности. Кластерный и факторный анализы литолого-петрофизических данных позволили выделить интегральные показатели, которые можно использовать для восстановления палеофациальной обстановки шешминских песчаников. Термогравиметрический анализ позволил получить информацию по характеристике битумоидов и цементу вмещающих пород. Установлена важная роль долины р. Шешма в переформировании битумных залежей в неоген-четвертичное время под воздействием силы Кориолиса. Наличие содовых вод с высоким (более 1 г/л) содержанием гидрокарбонат-иона является гидрохимическим критерием поисков залежей природных битумов. Выполненное исследование дополняет существующие гипотезы образования шешминских битуминозных песчаников Южно-Татарского свода. **Выводы.** На основе совместного анализа геологических данных, литологических и петрофизических параметров сделано предположение, что наиболее битумонасыщенная верхняя пачка песчаников создана эоловыми процессами.

Ключевые слова: песчаники, гранулометрия, петрофизические параметры, битум, уфимский, содовые воды, палеодолина, Шешма, Республика Татарстан

Ufimian bituminous sandstones of the Republic of Tatarstan: lithological and petrophysical characteristics and formation history

Rafael Kh. Sungatullin¹, Almaz I. Mullakaev¹, Almaz N. Mingazutdinov², Oksana A. Sofinskaya¹

¹Kazan (Volga Region) Federal University, 18 Kremlevskaya st., Kazan 420008, Russia,
e-mails: Rafael.Sungatullin@kpfu.ru; almazmullakaev@gmail.com

²TatNIPIneft, Tatneft PJSC, 186A Sovetskaya sr., Almetyevsk 423403, Russia, e-mail: mingazutdinovan@tatnipi.ru

Received 20.01.2025, accepted 05.03.2025

Research subject. Bituminous sandstones of the Sheshmian horizon of the Ufimian stage in the Republic of Tatarstan. **Aim.** To identify relationships between lithological and petrophysical parameters for paleoreconstructions of the conditions of formation and redeposition of natural bitumen deposits. **Materials and methods.** The composition and internal structure of bituminous sandstones were studied by optical microscopy methods (petrographic description of thin sections) and thermogravimetry (quantitative parameters of oil saturation and carbonation), statistical processing of the results of granulometric and petrophysical analyses in Statistica 10 software. **Results.** The studied sandstones belong to

Для цитирования: Сунгатуллин Р.Х., Муллакаев А.И., Мингазутдинов А.Н., Софинская О.А. (2025) Уфимские битуминозные песчаники Республики Татарстан: литолого-петрофизическая характеристика и история формирования. *Литосфера*, **25**(4), 890–906. <https://doi.org/10.24930/2500-302X-2025-25-4-890-906>. EDN: TLLQJM

For citation: Sungatullin R.Kh., Mullakaev A.I., Mingazutdinov A.N., Sofinskaya O.A. (2025) Ufimian bituminous sandstones of the Republic of Tatarstan: lithological and petrophysical characteristics and formation history. *Lithosphere (Russia)*, **25**(4), 890–906. (In Russ.) <https://doi.org/10.24930/2500-302X-2025-25-4-890-906>. EDN: TLLQJM

© Р.Х. Сунгатуллин, А.И. Муллакаев, А.Н. Мингазутдинов, О.А. Софинская, 2025

the graywacke group. Statistical analysis of granulometric and filtration-capacity parameters of bituminous sandstones revealed relationships between certain fractions and the degree of bituminosity. Cluster and factor analysis of lithologic and petrophysical data made it possible to identify integral indicators that can be used to reconstruct the paleofacies of the Sheshmian sandstones. The important role of the Sheshma River valley in the reformation of bitumen deposits in the Neogene-Quaternary time under the influence of Coriolis force has been established. Presence of soda water with high (more than 1 g/l) content of hydrocarbonate-ion is a hydrochemical criterion for searching the deposits of natural bitumen. The present study complements the existing hypotheses of the formation of the Sheshmian bituminous sandstones of the South Tatar arch. *Conclusion.* Based on a combined analysis of geological data, lithological and petrophysical parameters, it is suggested that the most bitumen-saturated upper layer of sandstones was formed by eolian processes.

Keywords: sandstones, granulometry, petrophysical parameters, bitumen, ufimian, soda waters, paleovalley, Sheshma, Republic of Tatarstan

Acknowledgements

The authors are sincerely grateful to A.A. Fakhraziev for his help in the design of graphic images. We express our gratitude to an anonymous reviewer for his valuable comments and suggestions, which allowed us to significantly improve the manuscript of the article.

ВВЕДЕНИЕ

За последние десятилетия в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции значительно выработаны запасы традиционной нефти, поэтому перспективы дальнейшей добычи углеводородов (УВ) во многом определяются вовлечением в эксплуатацию альтернативных источников энергетического сырья (рис. 1). На территории Республики Татарстан (РТ) к последним относятся месторождения и проявления природных битумов (ПБ) и тяжелых (сверхвязких) нефтей, ресурсы которых, по разным оценкам, составляют от 1.5 до 10.0 млрд т (Хиса-

мов и др., 2006). Более 150 залежей ПБ на территории РТ встречаются на глубине 50–400 м и приурочены преимущественно к пермским отложениям Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины (рис. 2). С 2006 г. в РТ проводится скважинная добыча ПБ парогравитационным способом на Ашальчинском месторождении; к настоящему времени накопленная добыча ПБ составила 20 млн т. При планировании разработки залежей, способов извлечения, применения вторичных и третичных методов увеличения нефтеотдачи, наряду с детальным изучением геологического строения, наиболее важно исследование параметров, связанных с со-

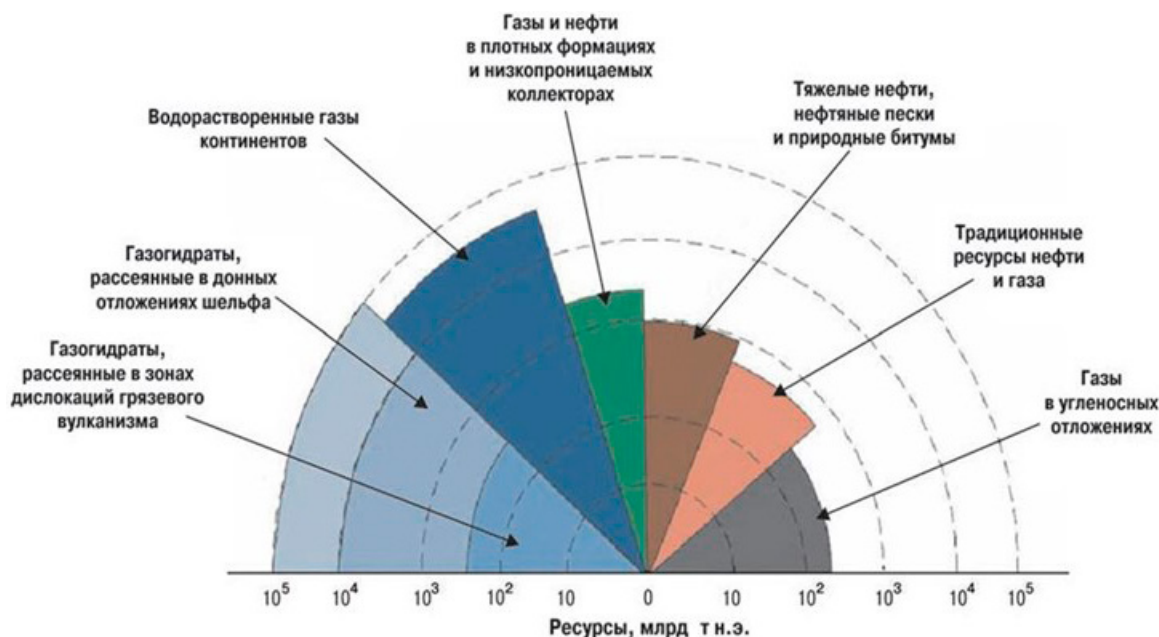


Рис. 1. Геологические ресурсы углеводородов (Якуцени и др., 2009).

Fig. 1. Geological resources of hydrocarbons (Yakutseni et al., 2009).

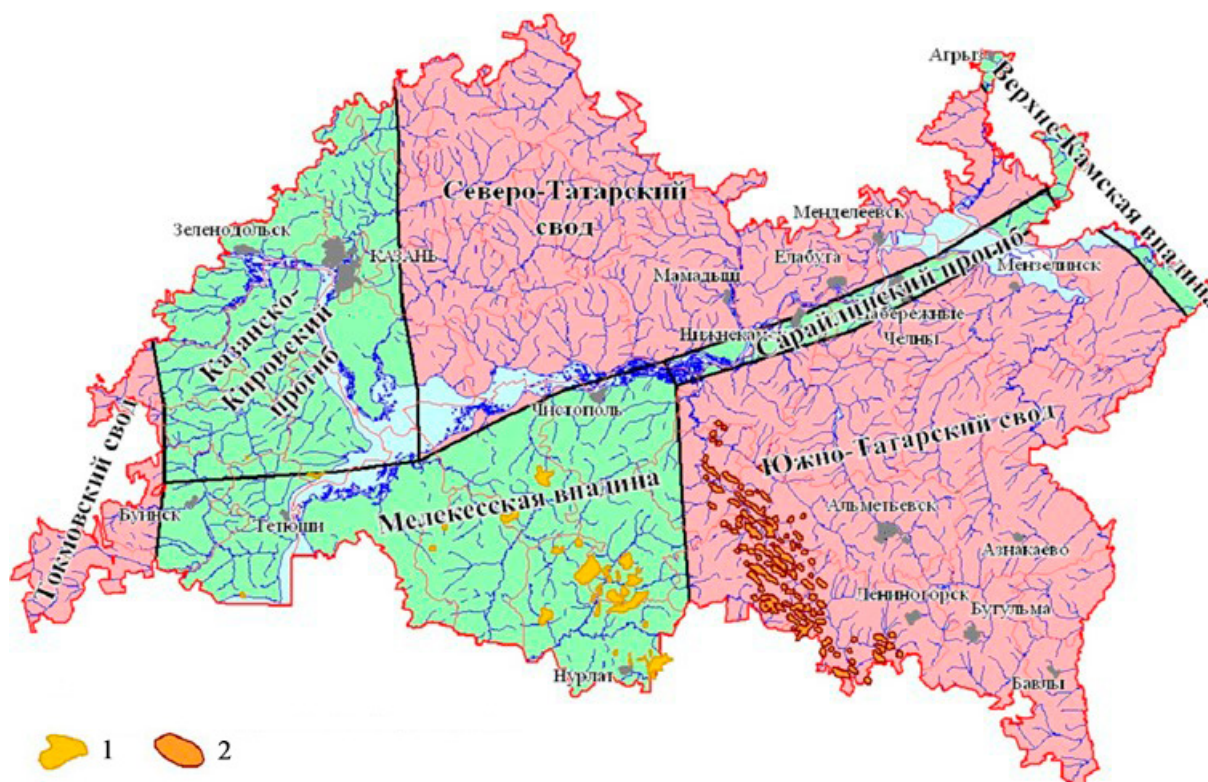


Рис. 2. Месторождения природных битумов на территории Республики Татарстан в отложениях казанского (1) и уфимского (2) ярусов (Сунгатуллин и др., 2008).

Fig. 2. Natural bitumen deposits in the territory of the Republic of Tatarstan in the deposits of the Kazan (1) and Ufa (2) tiers (Sungatullin et al., 2008).

ставом и коллекторскими свойствами битумовмещающих пород.

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Природный битум относится к стратифицируемым полезным ископаемым. На территории РТ основным объектом для промышленной разработки ПБ являются терригенные породы шешминского горизонта уфимского яруса приуральского (нижнего) отдела пермской системы на западном склоне Южно-Татарского свода (см. рис. 2). В нижней (песчано-глинистой) толще шешминского горизонта ($P_1\delta_1$) битумопроявления приурочены к прослоям песчаников и алевролитов, залегающих среди глин и глинистых алевролитов (рис. 3). Наиболее битумонасыщенной является верхняя (песчаная) толща шешминского горизонта ($P_1\delta_2$), сложенная преимущественно мелкозернистыми, реже – среднезернистыми песками и песчаниками разной степени цементированности от темно- до светло-серых с зеленоватым оттенком, а в насыщенных битумом интервалах – от коричневых до черных (Хасанов и др., 2017). Иногда битуминозные песчани-

ки выходят на поверхность, где отчетливо проявлена косая слоистость перекрестного типа с сериями мощностью от первых метров до 10–12 м (рис. 4).

Породы-коллекторы ПБ представлены полимиктовыми песчаниками граувакковой группы с субграувакковыми и граувакковыми кристаллолитокластовыми разновидностями (Хасанов и др., 2017). В слабосцементированных и рыхлых разностях обломочные зерна скрепляются органическим (битумным) веществом (рис. 5), образуя наиболее продуктивный пласт. В песчаниках цемент преимущественно карбонатный, реже – глинистый. Среди минералов преобладают кварц и полевые шпаты (см. рис. 5). В незначительном количестве встречаются альбит, кальцит, хлорит и пирит, а также обломки метаморфических, магматических и осадочных пород, что обусловлено поступлением в конце палеозойской эры материала с разрушавшейся складчатой системы Палеоурала. По гранулометрическому составу отложения битумонасыщенной толщи представлены в основном песчаной фракцией с небольшой долей алевроитовой и глинистой фракций. Мощность песчаной пачки изменяется от первых метров до 40 м.

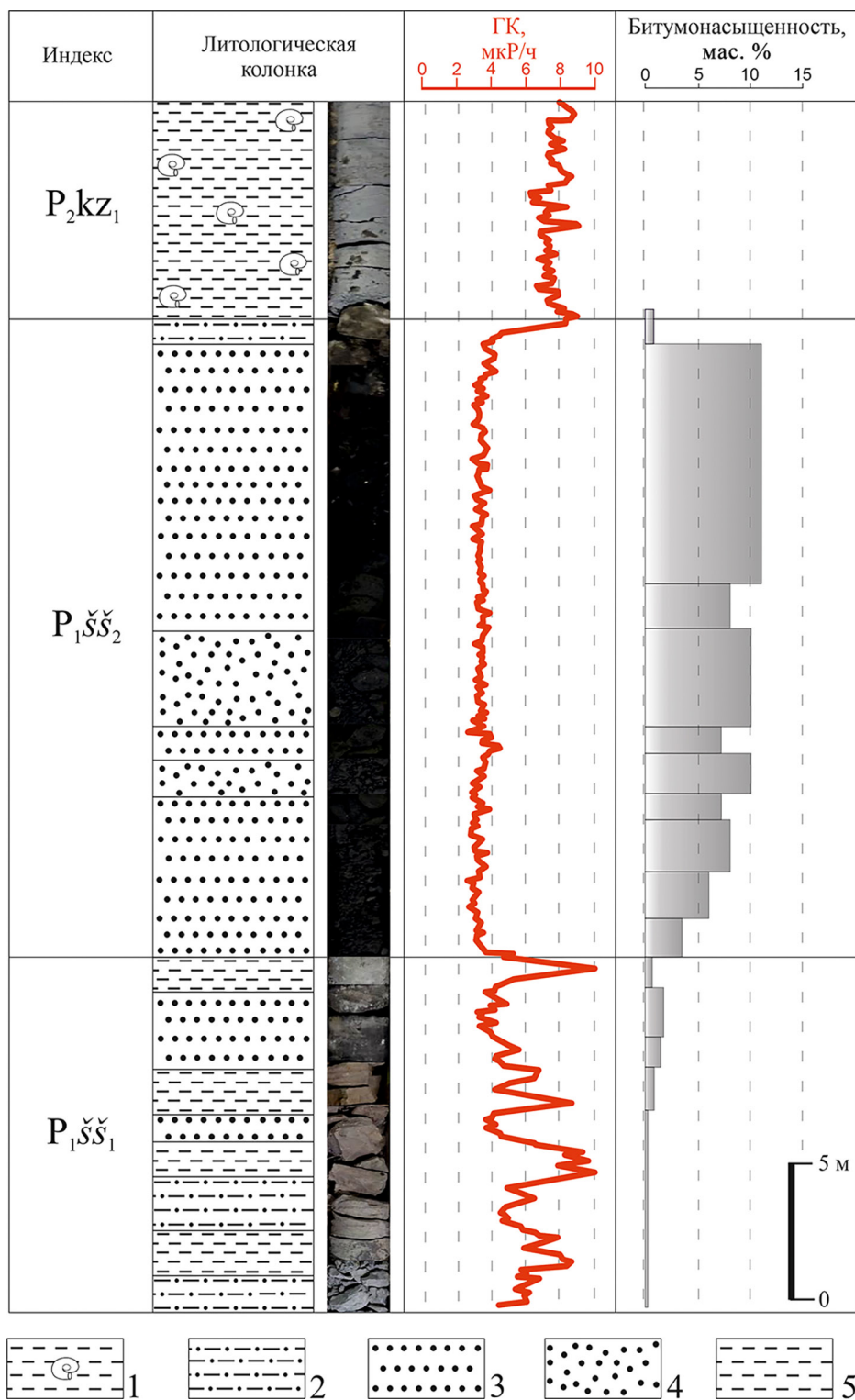


Рис. 3. Сводный литологический разрез шешминского горизонта с колонкой керна, диаграммами радиоактивности (по гамма-каротажу) и битумонасыщенности.

1 – пачка “лингуловые глины” с морской фауной, 2 – алевролиты, 3 – песчаники, 4 – пески, 5 – глины.

Fig. 3. Summary lithological section of the Sheshmian horizon with a core column, radioactivity (by gamma logging) and bitumen saturation diagrams.

1 – “lingula clay” pack with marine fauna, 2 – siltstones, 3 – sandstones, 4 – sands, 5 – clays.



Рис. 4. Косослоистые битуминозные песчаники в обнажении у с. Шугурово.

Fig. 4. Cross-bedded bituminous sandstones in an outcrop near the village of Shugurovo.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для характеристики состава, структурно-текстурных и других особенностей битуминозных песчаников применялись традиционная оптическая микроскопия и высокоточные физико-химические методы, которые выполнены в лабораториях Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета. Кроме использования данных оригинальных исследований, авторами с применением методов базовой и многомерной математической статистики в программе STATISTICA 10 обработаны результаты более 3200 петрофизических анализов (гранулометрия, плотность, пористость, битумонасыщенность, проницаемость и др.) по Ашальчинскому месторождению ПБ. Гранулометрический анализ, выполненный в ПАО «Татнефть», осно-

ван на широко распространенной в нефтяной геологии классификации обломочных пород (Швецов, 1958), в которой используется десятичная метрическая система при выделении песчаной (1.0–0.1 мм), алевритовой (0.1–0.01 мм) и глинистой (менее 0.01 мм) групп. Исследованные шешминские песчаники в основном представлены обломочным материалом песчаной (псаммитовой) группы, в которой преобладают мелко- (0.25–0.1 мм) и среднезернистые (0.5–0.25 мм) разности (см. рис. 5).

Для совместного использования количественных петрофизических параметров и данных литологического описания керна основные типы пород переведены в числовые значения по следующей методике. На основе критериев размерности зерен и удаленности от береговой линии моря для всех литотипов создан классификатор (табл. 1), в кото-

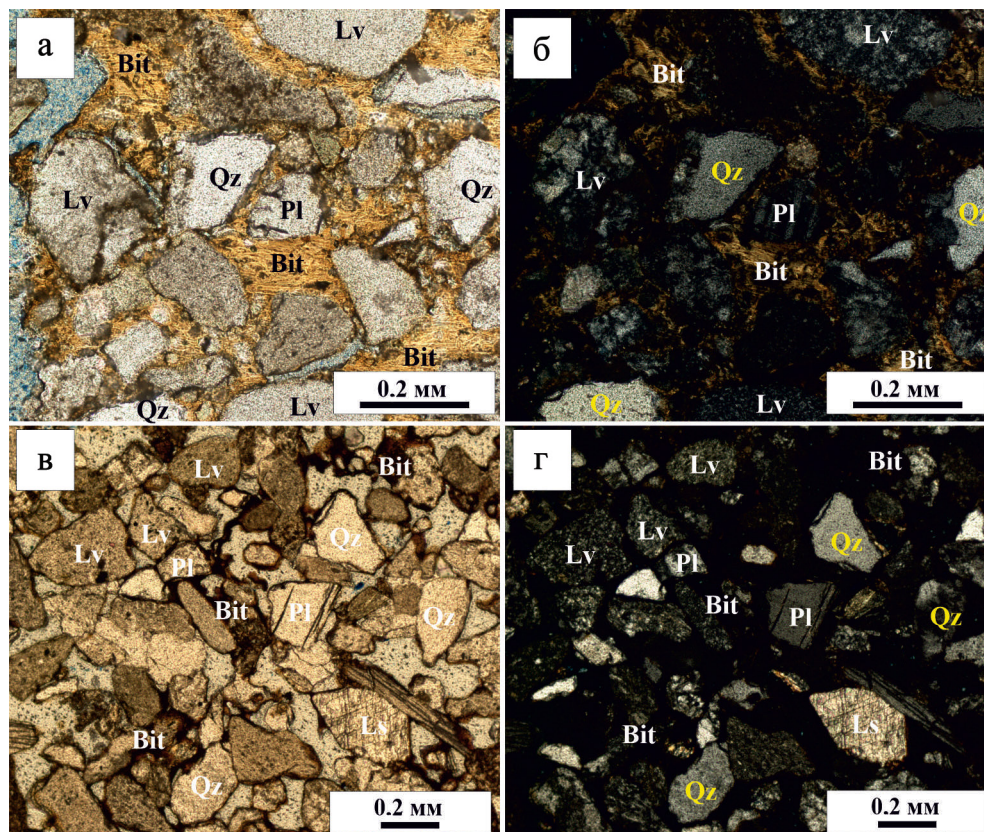


Рис. 5. Фотографии шлифов битуминозных песчаников.

а, б – мелко-, среднезернистый песчаник с битумным веществом в качестве цемента; в, г – мелкозернистый песчаник с битумным веществом контактового заполнения. Слева – николи параллельные, справа – николи скрещенные. *Pl* – плагиоклаз, *Qz* – кварц, *Bit* – битум, *Lv* – обломки осадочных пород, *Lv* – обломки вулканических пород.

Fig. 5. Photos of thin sections of bituminous sandstones.

а, б – fine- and medium-grained sandstone with bituminous substance as cement; в, г – fine-grained sandstone with bituminous substance as contact filling. Left – PPL, right – XPL. *Pl* – plagioclase, *Qz* – quartz, *Bit* – bitumen, *Ls* – sedimentary rock fragments, *Lv* – volcanic rock fragments.

Таблица 1. Классификатор литотипов Ашальчинского месторождения

Table 1. Classifier of lithotypes of the Ashalchinskoye deposit

Литотип	Балл	Литотип	Балл
Глины	1	Песчаники глинистые	7
Доломиты	2	Песчаники известковистые	8
Известняки	3	Песчаники алевритовые	9
Карбонаты глинистые	4	Песчаники мелкозернистые	10
Алевролиты глинистые	5	Песчаники среднезернистые	11
Алевролиты песчаные	6	Пески средне-, крупнозернистые	12

ром балльность возрастает от глин (балл 1) к средне-, крупнозернистым пескам и песчаникам (баллы 11, 12).

Анализ песчаников и УВ проводился методами термогравиметрии (ТГ) и дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК). Термический анализ в воздушной атмосфере выполнялся на прибо-

ре синхронного термического анализа с высокочувствительными сенсорами – STA 449 F3 Jupiter (NETZSCH). Интервал анализа задавался в диапазоне температур от 30 до 1000°C с шагом нагревания 10°C/мин. Обработка данных и расчеты осуществлялись при помощи программного пакета NETZSCH. Оператор А.А. Ескин.

РЕЗУЛЬТАТЫ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Анализ результатов гранулометрического анализа битуминозных песчаников позволил установить соотношение разных фракций в продуктивной толще. Так, для 12 месторождений ПБ в долине р. Шешма содержание песчаной фракции меняется от 38.73 до 92.6 (в среднем – 73.21) мас. %, алевритовой фракции – от 4.32 до 25.03 (в среднем – 8.77), глинистой фракции – от 1.71 до 4.73 (в среднем – 2.98) мас. %; карбонатность песчаников меняется от 1.50 до 20.41 (в среднем – 15.30) мас. %. Совместный анализ содержания битумного вещества и гранулометрического состава песчаников разрабатываемого Ашальчинского месторождения показал приуроченность интенсивной (>10%) и средней (5–10%) битумонасыщенности к мелкозернистой фракции с размером зерен 0.25–0.1 мм (рис. 6).

Шешминские песчаники по степени их сцементированности и битумонасыщенности делятся на три типа: битуминозные пески, битумонасыщенные песчаники и остаточно-битумонасыщенные песчаники (Dudyak et al., 2020). Первые представлены рыхлыми песками черного цвета и являются основным объектом промышленной разработки ПБ. Роль цемента здесь выполняет нефтебитумное вещество, а карбонатный цемент практически отсутствует.

Битумонасыщенные песчаники черного и темно-коричневого цвета довольно крепкие с преимущественно порово-контактовым карбонатным (кальцитовым) цементом с небольшой долей аутигенного доломита. Песчаники, по сравнению с битуминозными песками, характеризуются пониженными показателями насыщенности битумом, что связано с развитием карбонатного цемента при эпигенетических процессах.

Наиболее сцементированными породами являются остаточно-битумонасыщенные песчаники серого, зеленовато-серого, до светло-коричневого, цвета с базальным, поровым карбонатным и глинисто-карбонатным цементом. Карбонатный цемент состоит из кальцита и доломита, при этом с глубиной доля доломита возрастает, что, по-видимому, связано с влиянием на песчаники магниевых вод из нижележащих сульфатно-карбонатных отложений уфимского (соликамский горизонт) и сакмарского ярусов. Для данных пород характерно самое низкое содержание битумного вещества с редкими участками насыщения битумом и светлая окраска (рис. 7).

Проведенный анализ методами многомерной статистики результатов литологических и петрофизических исследований песчаников Ашальчинского месторождения обнаружил их взаимосвязи (рис. 8, 9; табл. 2). Так, кластерным анализом выявлены четыре группы-кластера: “петрофизический”, “битумный”, “пористый”, “литологический”. Пер-

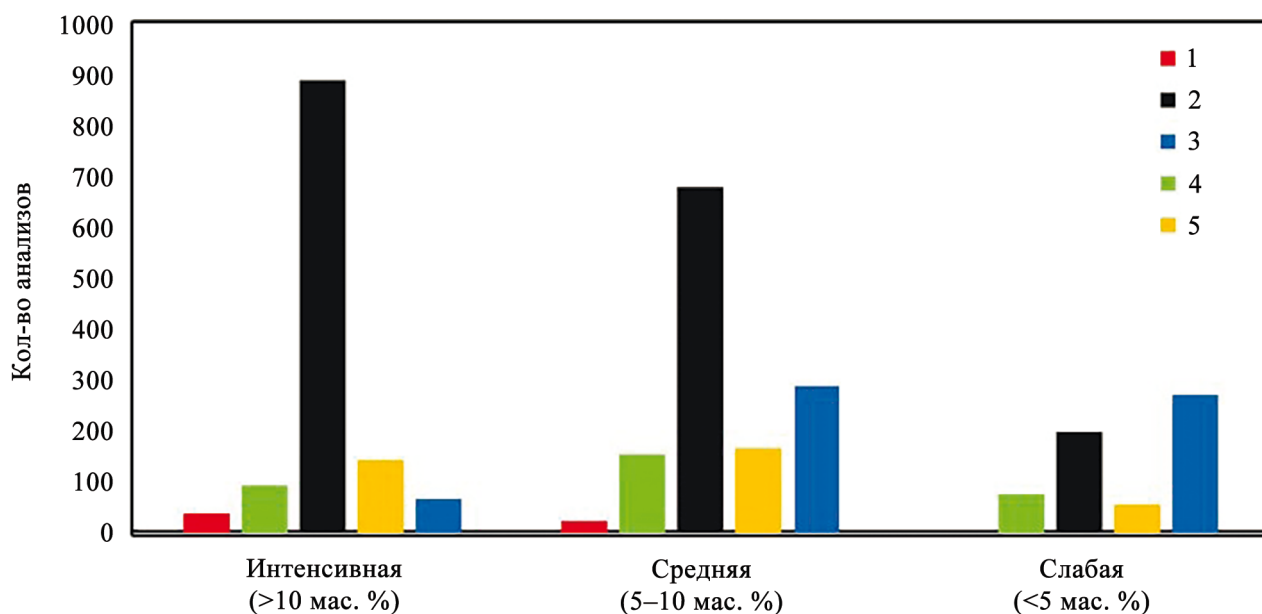


Рис. 6. Битумонасыщенность песчаников Ашальчинского месторождения.

1 – песок; 2–5 – песчаники: 2 – мелкозернистый, 3 – известковый, 4 – среднезернистый, 5 – алевритовый.

Fig. 6. Bitumen saturation of sandstones of the Ashalchinskoye deposit.

1 – sand; 2–5 – sandstones: 2 – fine-grained, 3 – calcareous, 4 – medium-grained, 5 – siltstone.



Рис. 7. Высачивания битумов в песчаниках. Заброшенная штольня у с. Шугурово.

Fig. 7. Bitumen seepage in sandstones. Abandoned adit near the village of Shugurovo.

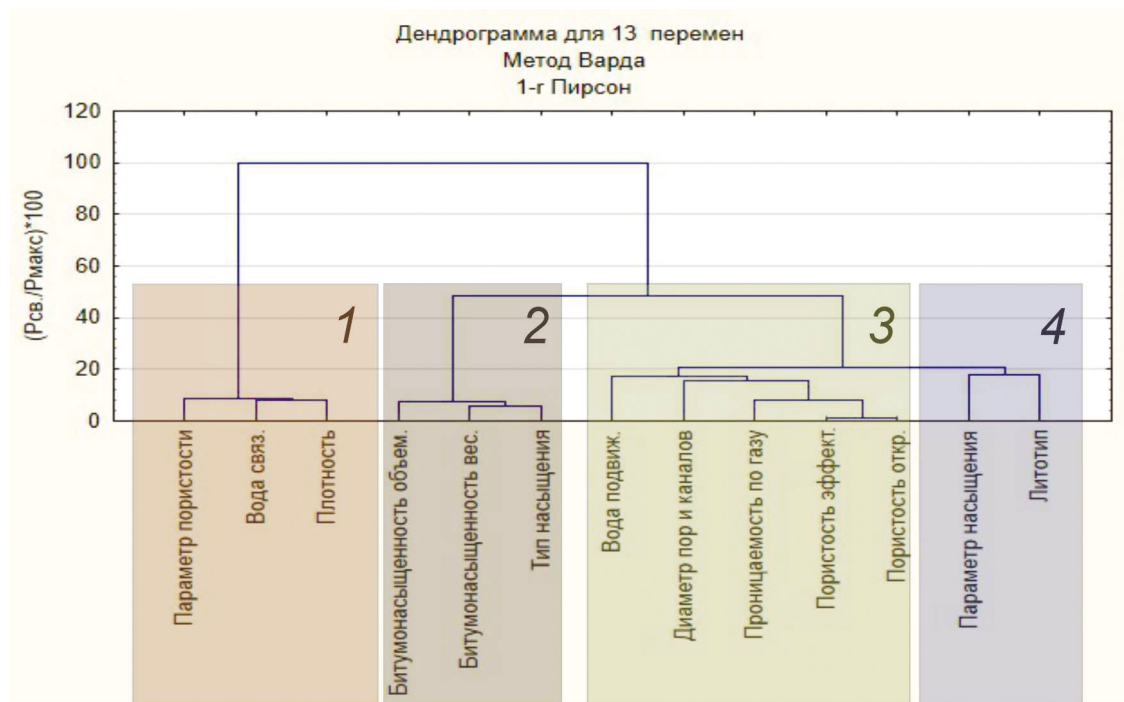


Рис. 8. Кластерная диаграмма литологических и петрофизических параметров для песчаников Ашальчинского месторождения ПБ.

1–4 – кластеры: 1 – “петрофизический”, 2 – “битумный”, 3 – “пористый”, 4 – “литологический”.

Fig. 8. Cluster diagram of lithologic and petrophysical parameters for sandstones of the Ashalchinskoye bitumen deposit.

1–4 – clusters: 1 – “petrophysical”, 2 – “bituminous”, 3 – “porous”, 4 – “lithological”.

вый кластер объединяет плотность и связанную воду, являясь наиболее обособленным по сравнению с другими группами, что хорошо видно на кластерной диаграмме (см. рис. 8). “Битумный” кластер

объединяет показатели типа насыщения с объемной и весовой битумонасыщенностью. Кластеры “пористый” и “литологический” противопоставляются двум первым кластерам. Отсюда можно

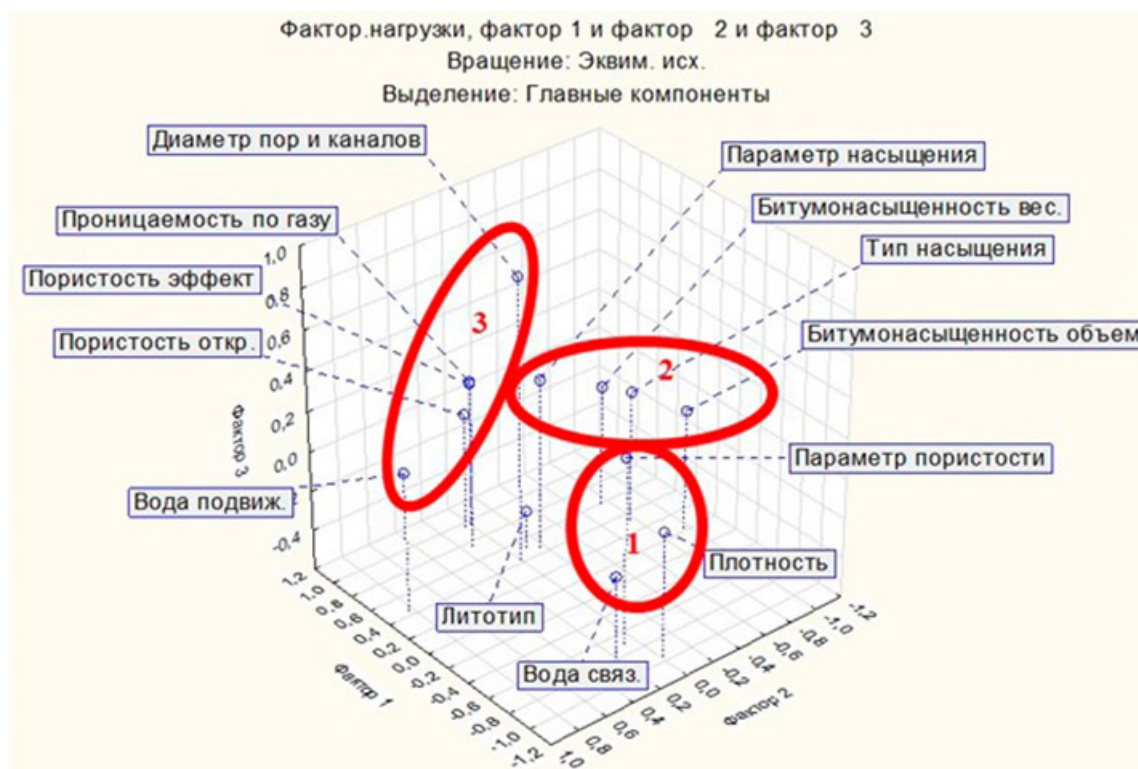


Рис. 9. Факторная диаграмма литолого-петрофизических параметров продуктивной толщи Ашальчинского месторождения ПБ.

Расшифровка факторов – см. табл. 2.

Fig. 9. Factor diagram of lithologic and petrophysical parameters of the productive strata of the Ashalchinskoye bitumen deposit.

See Table 2 for deciphering of the factors.

Таблица 2. Факторные нагрузки для литолого-петрофизических параметров продуктивной толщи Ашальчинского месторождения ПБ (см. рис. 8)

Table 2. Factor loadings for lithologic and petrophysical parameters of the productive strata of the Ashalchinskoye bitumen deposit (see Fig. 8)

Параметр	Фактор 1 – “петрофизический”	Фактор 2 – “битумный”	Фактор 3 – “пористый”
Литотип	0.52	–0.11	–0.41
Тип насыщения	0.32	–0.77	0.06
Пористость открытая	0.96	0.04	–0.02
Плотность	–0.95	–0.01	0.03
Вода связанная	–0.78	0.20	–0.19
Вода подвижная	0.45	0.83	0.09
Битумонасыщенность	0.60	–0.75	0.01
Пористость эффективная	0.96	–0.01	0.12
Параметр пористости	–0.70	0.08	0.33
Параметр насыщения	0.46	–0.17	0.26
Диаметр пор и каналов	0.43	0.00	0.81
Проницаемость по газу	0.75	0.13	0.24
Вес фактора, %	44.15	22.17	8.66

Примечание. Полу жирным выделены значимые факторные нагрузки – $>|0.70|$.

Note. Significant factor loadings are highlighted in bold – $>|0.70|$.

сделать вывод, что такие параметры, как литотип, пористость, проницаемость, содержание подвижной воды, сильно взаимосвязаны и обусловлены текстурно-структурными особенностями пород.

Факторный анализ полностью подтвердил результаты кластеризации изученных параметров в битуминозных песчаниках (см. рис. 9) и дополнительно позволил количественно определить вес каждого фактора в общую литолого-петрофизическую информацию. Например, главным фактором является “петрофизический” с весом более 44% (см. табл. 2), затем следует “битумный” (22.17%) и “пористый” (8.66%) факторы. Интересно, что наименьший вес приходится на “литологический” фактор, указывая на важное значение постседиментационных и наложенных вторичных процессов, которые в целом и влияют на коллекторские свойства песчаников.

Для определения содержаний и фракций УВ в песчаниках, а также степени их карбонатности проведен термический анализ методами ТГ и ДСК (рис. 10). Прогрев образцов выполнялся до температуры 1000°C, которая необходима для разложения минеральных и органических компонентов. Параллельно регистрировались изменения массы образца и величины теплового потока. Битумонасыщенность замеряется по кривой потери массы (кривая ТГ) и экзотермическим эффектам (кривая ДСК) в интервале температур 200–600°C. Реакция разложения карбонатов протекает при температуре 650–750°C с резким уменьшением массы образца и величины экзотермического эффекта. Связано это

с практически одномоментным разложением всех карбонатов, что сопровождается поглощением тепла (реакция эндотермическая), тогда как процесс горения УВ растянут в температурном диапазоне и потеря массы плавная, а реакция происходит с выделением тепла (реакция экзотермическая).

Термограмма битуминозных песков (см. рис. 10, синие линии) показывает плавную потерю массы, что отвечает неоднородному составу УВ. Легкие УВ начинают гореть в начале температурного интервала 200–600°C, а тяжелые УВ вступают в реакцию позже. Фракционной неоднородностью УВ также объясняется довольно широкий интервал в районе 400°C, в течение которого происходит потеря массы УВ. Нефтенасыщенность составляет 8–12 мас. %, а карбонатность не превышает 1–2 мас. %. Термограмма битумонасыщенных песчаников (см. рис. 10, красные линии) показывает заметное повышение доли карбонатного материала (до 8–10%), в то время как нефтенасыщенность уменьшается до 3–5%. На термограммах остаточно-битумонасыщенных песчаников (см. рис. 10, зеленые линии) с содержанием УВ до 4–5% происходит значительное (до 18–20%) увеличение доли карбонатного цемента. С учетом макроскопического описания данного литотипа повышенные содержания УВ, возможно, связаны с их концентрацией в поровом пространстве цемента. Кроме того, по мере увеличения степени сцементированности изменяется и состав УВ. В остаточно-битумонасыщенных песчаниках экзотермические эффекты начинают регистрироваться при температурах 280–300°C (зеленые ли-

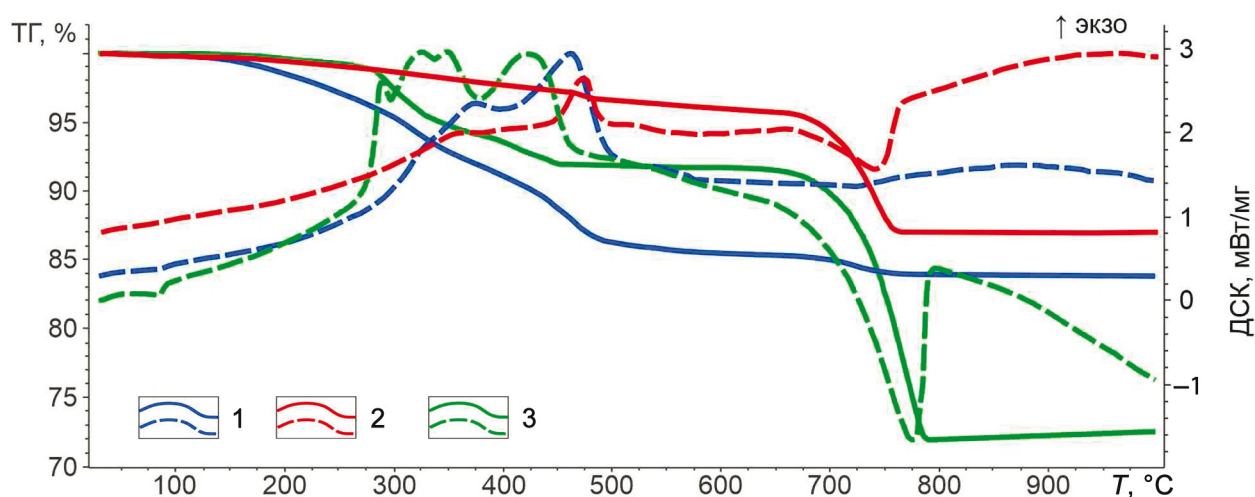


Рис. 10. Термограммы битуминозных пород, по (Mullakaev, Khasanov, 2019) с дополнениями.

1 – битуминозные пески, 2 – битумонасыщенные песчаники, 3 – остаточно-битумонасыщенные песчаники. Сплошными линиями показаны кривые потери массы (ТГ), пунктирными – кривые теплового потока (ДСК).

Fig. 10. Thermograms of bituminous rocks, from (Mullakaev, Khasanov, 2019) with additions.

1 – bitumen sands, 2 – bitumen-saturated sandstones, 3 – residual bitumen-saturated sandstones. Solid lines show mass loss curves, dashed lines show heat flow curves.

нии), а количество пиков доходит до четырех. В битумонасыщенных песчаниках экзотермические эффекты начинают регистрироваться при температурах 340–360°C (графики красного и синего цвета), а количество пиков не превышает двух. Это может быть связано с тем, что битуминозные пески и битумонасыщенные песчаники в большей степени изменены гипергенными процессами и сохранили лишь тяжелые фракции УВ, на что указывает смещение начала появления экзотермических пиков в сторону более высоких температур.

В целом результаты термогравиметрического анализа показали достаточно отчетливые различия для выделенных литотипов уфимских песчаников по составу УВ: в битумонасыщенных песчаниках встречаются тяжелые УВ, в остаточно-битумонасыщенных песчаниках – как тяжелые УВ, так и легкие УВ. Все это позволяет использовать термогравиметрический анализ для изучения битумоидов, а также для характеристики цемента вмещающих пород.

ОБРАЗОВАНИЕ И ПЕРЕФОРМИРОВАНИЕ БИТУМНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Процессы образования природных резервуаров в шешминских отложениях и закономерности размещения в них битумных залежей традиционно связаны между собой, что определяет прикладное (прогнозно-поисковое) направление геологических исследований битуминозных песчаников. Рассматриваемые в статье вместилища ПБ представлены песчаными телами-буграми, залегающими на глубинах 60–140 м, которые протягиваются с юго-востока на северо-запад вдоль долины р. Шешма – левого притока р. Кама (см. рис. 2).

Условия формирования битуминозных уфимских песчаников рассматривались многими исследователями (Батулин, 1947; Форш, 1955; Игнатьев, 1976; Эллерн, 1980; Шалин, 1988; Успенский, Валеева, 2008; Муслимов и др., 2012; Нургалиева и др., 2016; Успенский и др., 2016; и др.) и практически все они связывают их образование с разрушением Палеоурала и выносом обломочного материала на Русскую плиту. Обзор научной литературы показывает широкий набор гипотез образования будущих коллекторов (русовая, дельтовая, баровая, прибрежно-морская и др.), что, по-видимому, связано с наличием у песчаников ряда признаков, которые позволяют исследователям по-разному трактовать их происхождение.

По нашему мнению, в уфимский век накопленные осадки подверглись воздействию эоловых процессов с аккумуляцией мелкозернистого песчаного материала в виде положительных форм рельефа, которые можно сопоставить, например, с современными образованиями пустыни Намиб (рис. 11). В начале казанского века при трансгрессии морско-

го бассейна на восточную окраину Русской плиты песчаные тела были перекрыты отложениями пачки “лингуловые глины” мощностью 5–20 м (см. рис. 3), которые сформировали породы-покрышки для залежей ПБ (Муллакаев, Хасанов, 2019). Данная модель образования коллекторов ПБ подтверждается результатами обработки гранулометрических анализов (рис. 12), вынесенных на диаграмму К.К. Гостинцева (Методические указания..., 1989) с сортировкой песчаного материала по П.Д. Траску (Trask, 1932).

Четкая линейность распространения месторождений ПБ позволяет предполагать также влияние на их морфологию тектонических факторов. Последние в мезозойскую эру и, особенно, в кайнозойскую были активизированы за счет повышения теплового потока по вертикальным зонам проницаемости на границе Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины, что, возможно, привело к разрушению, перемещению и окислению УВ в новейшее время.

Неглубокое (первые сотни метров) размещение месторождений ПБ способствует существенно воздействию на них позднекайнозойских (неоген-четвертичных) речных долин. Последние оказывают значительное влияние на вмещающие и перекрывающие породы, а также на переформирование углеводородных залежей, которые, кроме битумов, содержат иногда газовые шапки. Известно, что благодаря действию силы Кориолиса на постоянные водотоки у рек северного полушария образуется крутой правый берег и пологий (у крупных рек террасированный) левый берег. При этом на левобережье речной долины существует глубокий (от десятков до сотен метров) неогеновый врез. Так, р. Шешма, к которой пространственно приурочены месторождения уфимских битумов, кроме четвертичной долины, имеет и неогеновую палеодолину, расстояние между которыми составляет 1–5 км (рис. 13). Палеодолина врезается в сакмарские, уфимские и казанские породы на глубину до 100–150 м, оказывая прямое влияние на породы-коллекторы и залежи углеводородов.

Проведенный авторами анализ месторождений ПБ по обе стороны от русла в среднем течении р. Шешма выявил, что месторождения на левобережье между палеодолиной и современной долиной реки не содержат газовых шапок в своде залежей ПБ (см. рис. 13). Наоборот, месторождения ПБ на правобережье и, соответственно, удаленные от воздействия палеодолины и современной долины (от 2–3 до 4–6 км) содержат скопления газа. Отсюда можно сделать вывод, что влияние силы Кориолиса на речную долину Шешмы в неогеновый и четвертичный периоды привело к существенному перераспределению и сокращению газовой составляющей в битумных залежах при процессе русловой переработки с юго-запада на северо-восток

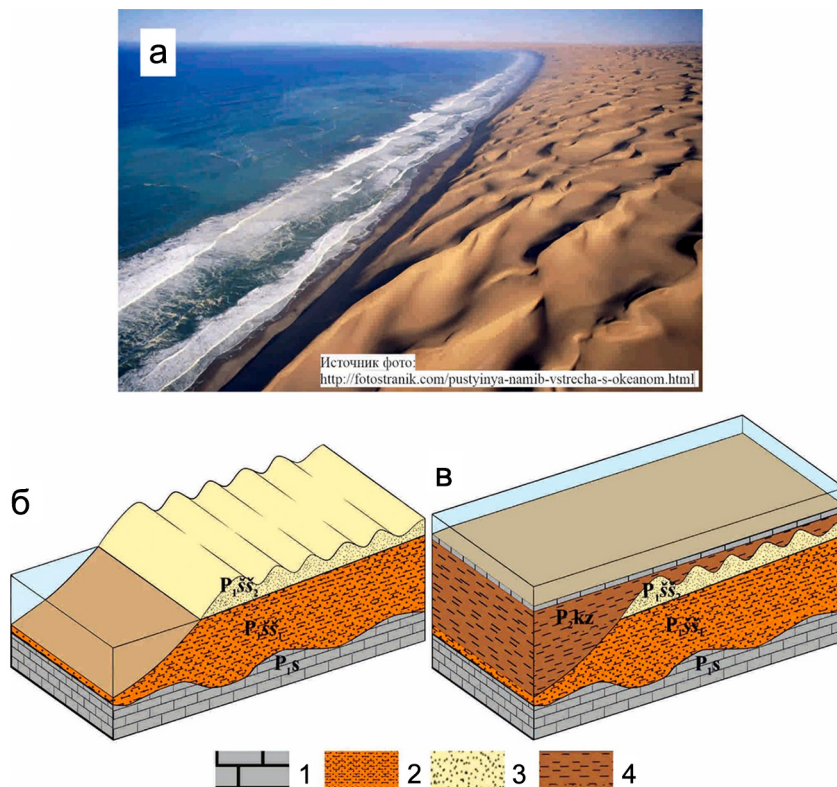


Рис. 11. Принципиальная схема формирования коллекторов верхней (песчаной) пачки шешминского горизонта.

а – современные эоловые формы рельефа пустыни Намиб, б – формирование коллекторов в шешминское время, в – образование покрывки в казанский век. 1 – карбонаты, 2 – песчано-глинистые отложения, 3 – битуминозные песчаники, 4 – глины.

Fig. 11. Schematic diagram of the upper (sandy) pack reservoirs formation of the Sheshmian horizon.

а – modern aeolian relief forms of the Namib Desert, б – formation of reservoirs in the Sheshmian time, в – formation of the cap at the Kazanian age. 1 – carbonates, 2 – sandy-clay deposits, 3 – bituminous sandstones, 4 – clays.

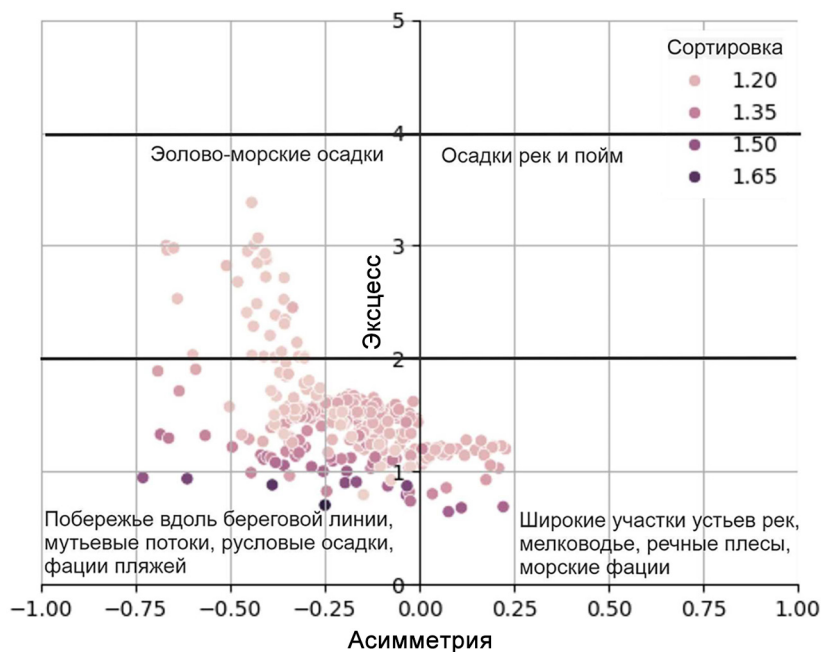


Рис. 12. Шешминские битуминозные песчаники на диаграмме К.К. Гостинцева, по (Методические указания..., 1989) с дополнениями.

Fig. 12. Sheshmian bituminous sandstones on the diagram of K.K. Gostintsev, according to (Methodological guidelines..., 1989) with additions.

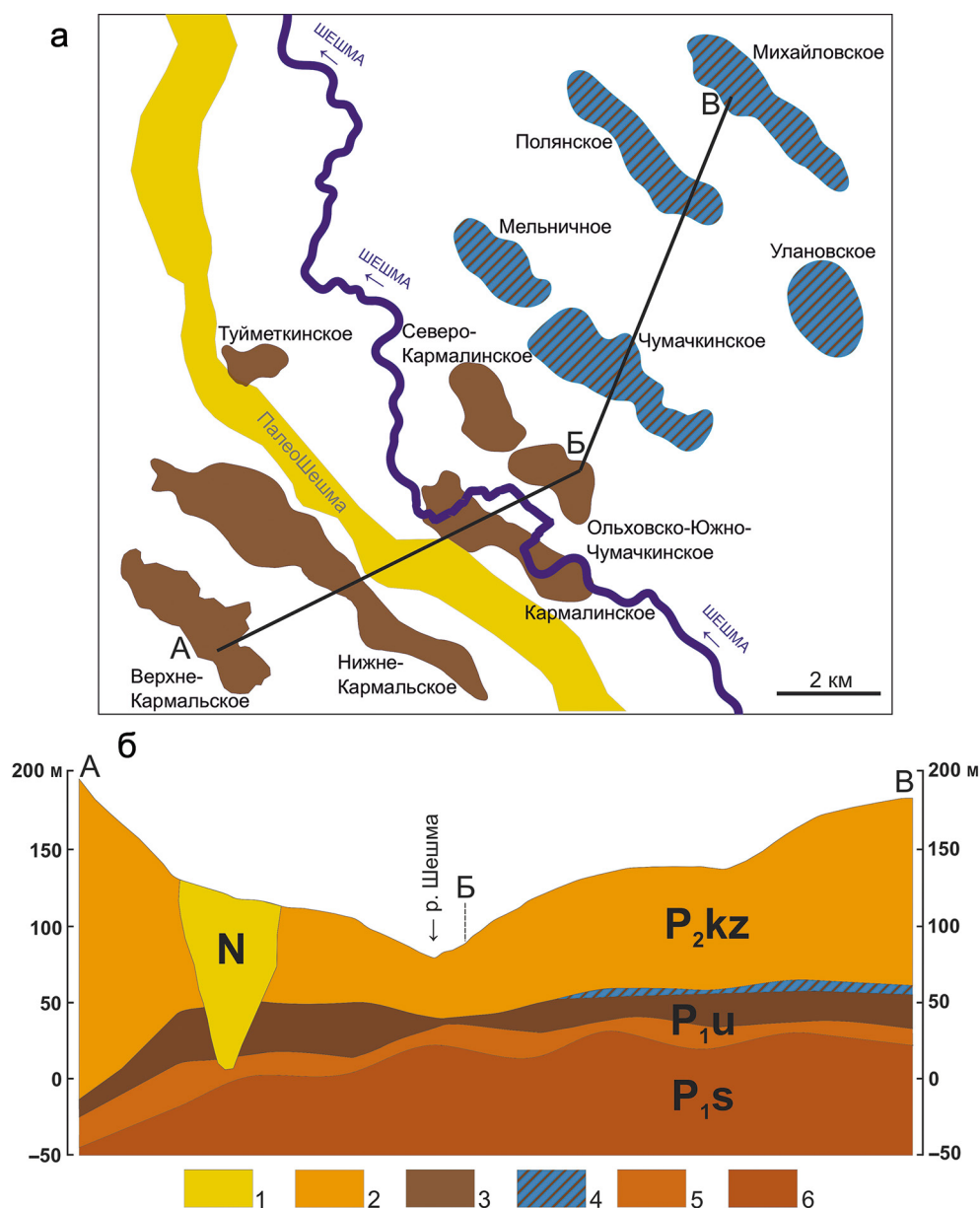


Рис. 13. Битумные залежи в среднем течении р. Шешма (а) и геологический разрез (б).

1 – палеодолина, 2 – терригенно-карбонатные отложения, 3 – битумные залежи, 4 – газовые шапки, 5 – терригенные отложения, 6 – карбонатно-сульфатные отложения.

Fig. 13. Bitumen deposits in the middle reaches of the Sheshma River (a) and geological section (б).

1 – paleovalley, 2 – terrigenous carbonate sediments, 3 – bitumen deposits, 4 – gas caps, 5 – terrigenous sediments, 6 – carbonate-sulfate sediments.

правого берега реки Шешма (см. рис. 13). На левобережье р. Шешма существовавшие битумные залежи с газом располагались в зоне активного водообмена и влияния экзогенных сил (речная эрозия, склоновые процессы и др.), что приводило к постоянному разрушению глинистой покрывки (флюидоупора) в перекрывающих казанских отложениях и потере газовых шапок. Данный вывод подтверждается и показателями проницаемости

по газу для месторождений ПБ на право- и левобережье р. Шешма (рис. 14). Результаты кластерного и факторного анализов петрофизических параметров (см. рис. 8, 9; табл. 2) показали, что проницаемость пород по газу прямо зависит от пористости и обратно зависима от параметра битумонасыщенности. Кроме того, исследования распределения петрофизических параметров показали (Успенский и др., 2016), что с увеличением глу-

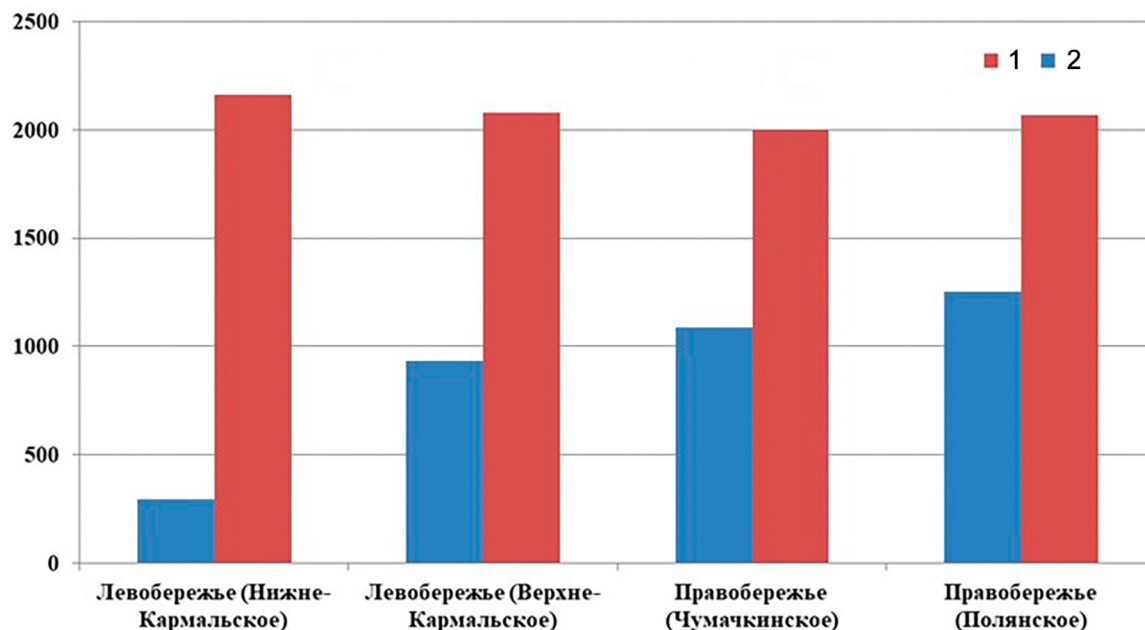


Рис. 14. Диаграмма средних значений плотности (1; кг/м³) и проницаемости по газу (2; 10⁻³ мкм) песчаников.

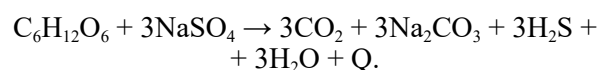
Fig. 14. Diagram of average values of density (1; kg/km³) and gas permeability (2; 10⁻³ μm) of sandstones.

бины залегания продуктивных песчаников снижаются их открытая пористость и битумонасыщенность. Нижняя часть разреза залежей ПБ преимущественно сложена песчаниками сцементированными, слабопористыми (5–12%), тогда как верхняя часть состоит из слабосцементированных песчаников с пористостью 25–35%. Возможно, что именно описанные выше процессы в бассейне р. Шешма в позднем кайнозое способствовали формированию подобной дифференциации битуминозного разреза.

Нафтиды по степени гипергенного преобразования образуют следующий ряд (снизу вверх): традиционная (исходная) нефть – тяжелая (битуминозная) нефть – мала – асфальт – оксикерит – гуминокерит (Баженова и др., 2012). Согласно (Хисамов и др., 2009), в месторождениях ПБ на левобережье р. Шешма отмечается повышенное содержание мала и асфальта, тогда для месторождений на правобережье характерна битуминозная нефть, что может указывать на начальные стадии преобразования УВ и относительную изолированность залежей от влияния гипергенных процессов.

К битумным месторождениям в бассейне р. Шешма приурочены подземные содовые воды с высоким содержанием органических веществ (рис. 15). В данных водах содержание гидрокарбонат-иона (HCO₃⁻) более 1 г/л и он связан с ионами натрия, причем кальция и магния мало. Одним из основных способов образования содовых (гидрокарбонатных натриевых) вод является влияние органического вещества. Так, анаэробные сульфатре-

дуцирующие бактерии восстанавливают сульфаты с образованием сероводорода. В результате из воды исчезают сульфатные ионы, появляются H₂S и CO₂, а химический тип воды меняется следующим образом:



Восстановление сульфатов в подземных водоносных горизонтах идет наиболее активно в водах невысокой минерализации, в результате чего и образуются содовые воды. По-видимому, подобный процесс мог присутствовать при формировании содовых (гидрокарбонатных натриевых) вод на западе Южно-Татарского свода, где они приурочены к песчаникам битумных месторождений (см. рис. 15). Влияние битумов и газов на образование содовых вод фиксируется как для водоносного шешминского водоносного комплекса, так и для перекрывающих (казанского и плиоценового) и подстилающего (сакмарского) водоносных комплексов. Это позволяет высказать предположение о наличии в бассейне р. Шешма крупной вертикальной гидрохимической аномалии, которая может быть связана с активным влиянием неотектонических событий и кайнозойской (неоген-четвертичной) гидросети на битумные залежи с формированием специфических подземных минеральных вод с повышенным содержанием биологически активных органических веществ.

Из приведенных выше данных следует, что особенности подземных вод могут быть использова-

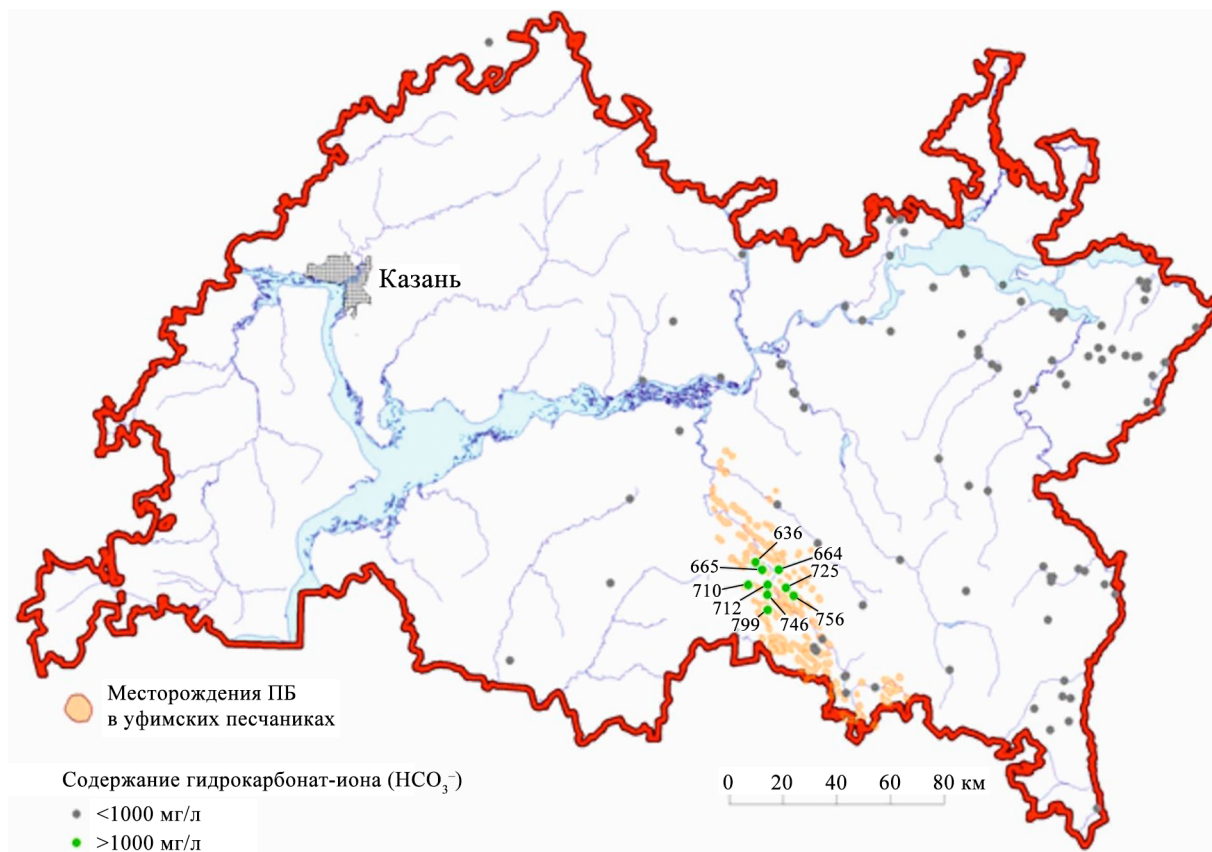


Рис. 15. Битумные месторождения и содовые воды (Сунгатуллин, 2010а).

Fig. 15. Bitumen deposits and soda waters (Sungatullin, 2010a).

ны при изучении закономерностей формирования и размещения битумных залежей, поскольку нефтегазоносные и артезианские бассейны генетически связаны (Каштанов, Булычев, 1971; Сунгатуллин, 2010б), а обнаружения минеральных вод гидрокарбонатного типа могут оказаться важными гидрогеологическим и геодинамическим поисковыми признаками битумопроявлений в слабоизученных регионах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Совместный анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы.

1. Степень битумонасыщенности пород зависит от гранулометрического состава уфимских (шешминских) песчаников: средняя (5–10%) и интенсивная (более 10%) битумонасыщенность характерна для мелкозернистых разностей с преимущественным размером частиц 0.25–0.1 мм.

2. Вариации коллекторских свойств битумовмещающих пород Южно-Татарского свода связаны с влиянием последующих постседиментационных процессов. Так, при эпигенезе образуется карбонатный цемент, который заполняет поровое про-

странство песчаников и значительно снижает их коллекторские свойства.

3. Термогравиметрический анализ дополняет информацию по характеристикам битумоидов и цемента вмещающих пород.

4. Формирование нижней (глинисто-песчаной) пачки песчаников связано со сносом терригенного материала с разрушающегося Палеоурала, транспортировкой обломков водными потоками и дальнейшей аккумуляцией осадков на востоке Русской плиты. Наиболее битумонасыщенная верхняя (песчаная) пачка создана эоловыми процессами, что подтверждается наличием косой слоистости перекрестного типа, мелкозернистой структурой, степенью сортировки кварцевых зерен и незначительным (первые %) содержанием глинистых частиц.

5. Неотектонические процессы и развитие крупных речных систем палео-Волги и палео-Камы с их притоками привели к возникновению дополнительной трещиноватости в пермских отложениях, усилению миграции УВ и окончательному переформированию битумных и газовых залежей. С кайнозойской эрой связано и возникновение вертикальной гидрохимической аномалии подземных минеральных содовых вод с повышенным содержанием био-

логически активных органических веществ в бассейне р. Шешма.

Таким образом, описанные выше палеофациальные условия, литологические особенности и тектоническая активность, наряду с “первичным” источником нефти в низезалегающих каменноугольных отложениях, способствовали уникальному накоплению битумов в песчаных коллекторах на западном склоне Южно-Татарского свода. Полученные результаты рекомендуется использовать при разработке методов эксплуатации месторождений ПБ, выборе новых объектов для их добычи и решении геозкологических задач.

Благодарности

Авторы искренне признательны А.А. Фахразиеву за помощь в оформлении графических изображений. Выражаем благодарность анонимным рецензентам за высказанные ценные замечания и предложения, которые позволили значительно улучшить рукопись статьи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2012) Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ, 432 с.
- Батурин В.П. (1947) Петрографический анализ геологического прошлого по терригенным компонентам. М.: Изд-во АН СССР, 339 с.
- Игнатьев В.И. (1976) Формирование Волго-Уральской антеклизы в пермский период. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 256 с.
- Каштанов С.Г., Булычев М.М. (1971) Условия залегания и гидрохимическая зональность подземных вод палеозоя северной части Мелекесского артезианского бассейна. *Вопросы гидрогеологии и геотектоники*. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 3-15.
- Методические указания по дробному гранулометрическому анализу седиментационным способом (с применением гидравлического седиментатора ГС-1). (1989) (Под общ. ред. К.К. Гостинцева). Л.: ВНИГРИ, 191 с.
- Муллагаев А.И., Хасанов Р.Р. (2019) Признаки эолового влияния на формирование прибрежно-морских песчаных отложений в пермское время (Татарстан, Россия). *Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки*, **161**(1), 128-140. <https://doi.org/10.26907/2542-064X.2019.1>
- Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П. и др. (2012) Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан. Казань: Фэн, 396 с.
- Нургалиева Н.Г., Ихсанов Н.А., Нургалиев Д.К., Даутов А.Н. (2016) Фациальная характеристика шешминских битуминозных отложений. *Нефть. хоз-во*, (4), 72-75.
- Сунгатуллин Р.Х. (2010а) Минеральные питьевые воды Республики Татарстан. *Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки*, **152**(3), 223-237.
- Сунгатуллин Р.Х. (2010б) Нефтяные месторождения и химические элементы в приповерхностных геосферах. *Разведка и охрана недр*, (2), 12-17.

- Сунгатуллин Р.Х., Буров Б.В., Сунгатуллина Г.М. (2008) Геология Республики Татарстан. Казань: Изд-во КГУ, 72 с.
- Успенский Б.В., Валеева И.Ф. (2008) Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. Казань: ПФ “Гарт”, 347 с.
- Успенский Б.В., Вафин Р.Ф., Морозов В.П. (2016) Зависимость коллекторских свойств пород ашальчинской пачки от условий ее формирования. *Нефть. хоз-во*, **7**, 69-71.
- Форш Н.Н. (1955) Уфимская свита и казанский ярус. Л.: Гостоптехиздат, 156 с.
- Хасанов Р.Р., Муллакаев А.И., Дусманов Е.Н. (2017) Состав песчаников в продуктивных горизонтах пермских битумных залежей Татарстана. *Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки*, **159**(1), 164-173.
- Хисамов Р.С., Гатиятуллин Р.С., Либерман В.Б. и др. (2006) Минерально-сырьевая база Республики Татарстан. Казань: Изд-во “Фэн” АН РТ, 320 с.
- Хисамов Р.С., Шаргородский И.Е., Гатиятуллин Н.С. (2009) Нефтебитумоносность пермских отложений Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины. Казань: Изд-во “Фэн” АН РТ, 431 с.
- Шалин П.А. (1988) О природе палеогеоморфологических ловушек нефти и битумов в шешминском горизонте Южно-Татарского свода. *Геология нефти и газа*, (5), 35-38.
- Швецов М.С. (1958) Петрография осадочных пород. М.: Гостоптехиздат, 416 с.
- Эллерн С.С. (1980) Условия образования палеогеоморфологических ловушек нефти и газа в верхнепермских отложениях Волго-Уральской области. *Тр. ВНИГРИ*, **216**. (Палеогеоморфологические методы в нефтяной геологии). М., 38-44.
- Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. (2009) Нетрадиционные ресурсы углеводородов – резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России. *Нефтегазов. геол. Теория и практика*, **4**(1), 1-14.
- Dudyak R., Mullakaev A., Khasanov R. (2020) Reconstruction of facies conditions of the sedimentation of bitumen-bearing sandstones according to granulometry data (Volga-Ural oil and gas province, Russian Federation). *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.*, **516**, 012001. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/516/1/012001>
- Mullakaev A.I., Khasanov R.R. (2019) Thermal properties of the bituminous sandy rocks of the Volga-Ural oil and gas province. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.*, **282**(1), 012024. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/282/1/012024>
- Trask P.D. (1932) Origin and Environment of Source Sediments. Houston (Texas): The Gulf Publishing Company, 323 p.

REFERENCES

- Baturin V.P. (1947) Petrographic analysis of the geologic past by terrigenous components. Moscow, Publishing House of the USSR Academy of Sciences, 339 p. (In Russ.)
- Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2012) Geology and Geochemistry of Oil and Gas. Moscow, MGU Publ., 432 p. (In Russ.)
- Dudyak R., Mullakaev A., Khasanov R. (2020). Reconstruc-

- tion of facies conditions of the sedimentation of bitumen-bearing sandstones according to granulometry data (Volga-Ural oil and gas province, Russian Federation). *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.*, **516**, 012001. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/516/1/012001>
- Ellern S.S. (1980) Conditions of formation of paleogeomorphologic traps of oil and gas in the Upper Permian sediments of the Volga-Ural region. *Tr. VNIGNI*, **216**. (Paleogeomorphologic methods in petroleum geology). Moscow, 38-44. (In Russ.)
- Forsh N.N. (1955) The Ufimian Formation and the Kazanian Stage. Leningrad, Gostoptekhizdat Publ., 156 p. (In Russ.)
- Methodical instructions for fractional granulometric analysis by sedimentation method (using hydraulic sedimentator GS-1). (1989) (Ed. K.K. Gostintsev). Leningrad, VNIGRI Publ., 191 p. (In Russ.)
- Mullakaev A.I., Khasanov R.R. (2019) Thermal properties of the bituminous sandy rocks of the Volga-Ural oil and gas province. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.*, **282**(1), 012024. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/282/1/012024>
- Ignat'ev V.I. (1976) Formation of the Volga-Ural Anticline in the Permian. Kazan, Publishing House of the Kazan University, 256 p. (In Russ.)
- Kashtanov S.G., Bulychov M.M. (1971) Conditions of occurrence and hydrochemical zonality of Paleozoic groundwater in the northern part of the Melekessky artesian basin. *Issues of hydrogeology and geotectonics*. Kazan, Publishing House of the Kazan University, 3-15. (In Russ.)
- Khasanov R.R., Mullakaev A.I., Dusmanov E.N. (2017) Composition of sandstones in productive horizons of Permian bituminous deposits of Tatarstan. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Ser. Estestvennye Nauki*, **159**(1), 164-173. (In Russ.)
- Khisamov R.S., Gatiyatullin R.S., Liberman V.B. et al. (2006) Mineral and raw material base of the Republic of Tatarstan. Kazan: Fen Publ., Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 320 p. (In Russ.)
- Khisamov R.S., Shargorodskii I.E., Gatiyatullin N.S. (2009) Petroleum bituminosity of Permian sediments of the South Tatar vault and Melekesskaya depression. Kazan, Fen Publ., Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 431 p. (In Russ.)
- Mullakaev A.I., Khasanov R.R. (2019) Signs of aeolian influence on the formation of coastal-marine sandy sediments in Permian time (Tatarstan, Russia). *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Ser. Estestvennye Nauki*, **161**(1), 128-140. (In Russ.) <https://doi.org/10.26907/2542-064X.2019.1.128-140>
- Muslimov R.H., Romanov G.V., Kayukova G.P. et al. (2012) Integrated development of heavy oils and natural bitumens of the Permian system of the Republic of Tatarstan. Kazan, Fen Publ., Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 396 p. (In Russ.)
- Nurgalieva N.G., Ikhsanov N.A., Nurgaliev D.K., Dautov A.N. (2016) Facies characterization of sheshmian bituminous deposits. *Neftyanoe Khozyaistvo*, (4), 72-75. (In Russ.)
- Shalin P.A. (1988) On the nature of paleogeomorphologic traps of oil and bitumen in the Sheshma horizon of the South Tatar Vault. *Geologiya Nefti i Gaza*, (5), 35-38. (In Russ.)
- Shvetsov M.S. (1958) Petrography of sedimentary rocks. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 416 p. (In Russ.)
- Sungatullin R. Kh. (2010a) Mineral drinking waters of the Republic of Tatarstan. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Ser. Estestvennye Nauki*, **152**(3), 223-237. (In Russ.)
- Sungatullin R.Kh. (2010b) Oil deposits and chemical elements in near-surface geospheres. *Razvedka i Okhrana Nedr*, (2), 12-17. (In Russ.)
- Sungatullin R.Kh., Burov B.V., Sungatullina G.M. (2008) Geology of the Republic of Tatarstan. Kazan, Publishing House of the Kazan University, 72 p. (In Russ.)
- Trask P.D. (1932) Origin and Environment of Source Sediments: The Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 323 p.
- Uspenskii B.V., Valeeva I.F. (2008) Geology of natural bitumen deposits of the Republic of Tatarstan. Kazan, PF "Gart" Publ., 347 p. (In Russ.)
- Uspenskii B.V., Vafin R.F., Morozov V.P. (2016) Dependence of reservoir properties of rocks of the Ashalchinskoe pack on the conditions of its formation. *Neftyanoe Khozyaistvo*, (7), 69-71. (In Russ.)
- Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. (2009) Unconventional hydrocarbon resources – a reserve for replenishing the raw material base of oil and gas in Russia. *Neftegazovaya Geol. Teoriya i Praktika*, **4**(1), 1-14. (In Russ.)