

Особенности фациальной изменчивости нефтеносных карбонатных коллекторов среднего карбона (на примере башкирского яруса юго-востока Татарстана)

А.Н. Кольчугин^{1*}, Дж. Делла Порта², В.П. Морозов¹, Э.А. Королев¹, Н.В. Темная¹, Б.И. Гареев¹

¹Казанский федеральный университет, Казань, Россия

²Миланский университет, Милан, Италия

Одной из ключевых задач старых нефтедобывающих регионов, к которым относится Волго-Уральский, является дальнейший поиск потенциально перспективных площадей для освоения углеводородов. К таким объектам можно отнести карбонатные породы среднего карбона, содержащие высоковязкие нефти и отличающиеся сложностью литологического строения. Высокая степень изменчивости отложений по площади в пределах отдельных горизонтов внутри яруса не позволяет надежно проследить потенциально перспективные отложения не только в пределах изучаемого региона, но даже и в пределах одного месторождения. Для решения задачи корреляции разновозрастных отложений авторами предложена методика прослеживания синхронных отложений на основе выделенных фаций, объединяющих в себе определенные литотипы, характеризующиеся общностью обстановок седиментации. Так, выделены фации погруженной части мелководного шельфа, фации мелководного шельфа, фации прибрежной высокоэнергетической зоны, фации изолированных лагун, фации субаэральных экспозиций. На основе выделенных фаций установлена определенная закономерность изменчивости отложений по площади. Установлено, что по направлению с запада на восток на изученной площади наблюдается: 1) уменьшение мощности разрезов башкирского яруса; 2) увеличение следов размыва отложений и субаэральных перерывов; 3) уменьшение доли литотипов, потенциально являющихся породами-коллекторами. Выявлено, что в указанном направлении отмечается общее обмеление палеобассейна, где потенциально перспективные резервуарные фации мелководных высокоэнергетических обстановок и мелководных шельфовых равнин сменялись фациями изолированных лагун и фациями субаэральных экспозиций. Предложенный авторами подход позволяет прогнозировать распространение потенциально перспективных для освоения площадей в пределах изученного региона.

Ключевые слова: башкирский ярус, известняки, фации, породы-коллекторы, корреляция

Для цитирования: Кольчугин А.Н., Делла Порта Дж., Морозов В.П., Королев Э.А., Темная Н.В., Гареев Б.И. (2020). Особенности фациальной изменчивости нефтеносных карбонатных коллекторов среднего карбона (на примере башкирского яруса юго-востока Татарстана). *Георесурсы*, 22(2), с. 29-36. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.29-36>

Введение

В настоящее время вопросы перспектив нефтедобычи в Волго-Уральском регионе, к которому относится и юго-восточная часть Татарстана, принимают все большую актуальность, о чем свидетельствуют высокая обводненность залежей в терригенных породах-коллекторах и вовлечение в разработку месторождений с нетрадиционными ресурсами (залежи битумов и высокоуглеродистых толщ доманикового типа). При этом, по мнению авторов, незаслуженно мало внимания уделяется карбонатным коллекторам как объектам, имеющим значительные перспективы нефтедобычи и способным обеспечить энергостойчивость региона в ближайшей перспективе. К таким коллекторам можно отнести регионально нефтеносные карбонатные породы башкирского яруса. Сложность их освоения заключается в высокой степени фациальной изменчивости пород-коллекторов по площади и трудности корреляции разновозрастных отложений от разреза к

разрезу. Попытки корреляции с применением различных методик сопоставления разрезов проводились различными авторами (Мухаметшин, 1982; Кочнева, Косков, 2013; Галкин, Ефимов, 2015; Кольчугин, Морозов и др., 2013 и др.). Так, различные авторы использовали методики корреляции на основе статистического анализа отложений, сопоставления данных геофизического исследования скважин, где непосредственному исследованию керна изученных разрезов отводилась не самая значительная роль. Авторы данной статьи полагают, что в основе корреляции отложений по площади должен лежать литолого-фациальный принцип сопоставления разрезов, основанный на исследовании керна. Именно такой подход позволит качественно провести расчленение изученных разрезов и выявить все многообразие слагающих разрезы литотипов и закономерности их смены как по вертикали (по разрезу), так и по горизонтали (по площади).

Объектом исследования являлся керновый материал, отобранный из отложений среднего карбона, в составе башкирского яруса. Изучение разрезов проводилось из заведомо наиболее полно представленных керном скважин, так как зачастую бурение пород башкирского яруса

* Ответственный автор: Антон Николаевич Кольчугин
E-mail: anton.kolchugin@gmail.com

© 2020 Коллектив авторов

осуществляется неполностью и ограничивается лишь продуктивной зоной. Изученный керн характеризовал залежи, расположенные на условной линии с запада на восток, от месторождений восточного борта Мелекесской впадины до месторождений, расположенных в пределах Южно-Татарского свода (рис. 1).

Границы башкирского яруса выделялись по данным ГИС. Кроме того, верхняя граница яруса надежно выделяется по керну: по смене известняков башкирского яруса на карбонатно-глинистые толщи верейского горизонта московского яруса, а также по смене фаунистических остатков (Халымбаджа, 1962; Хворова, 1958). Мощности разрезов башкирского яруса на изученной территории в среднем составляют 40 метров, однако отмечается общая тенденция снижения (с незначительными вариациями) мощностей разрезов по направлению с запада на восток: от восточного борта Мелекесской впадины к Южно-Татарскому своду. Так, мощности или толщины изученных разрезов варьировали от 60 до 18 метров. На западном склоне Южно-Татарского свода объем изученных разрезов яруса составляют отложения прикамского горизонта, несогласно залегающие на серпуховских образованиях, и черемшанского горизонта, несогласно залегающие на прикамских отложениях и практически повсеместно несогласно перекрытые отложениями московского яруса (Геология Татарстана, 2003). Считается, что разрезы Мелекесской впадины являются более полными, и выше черемшанских отложений в верхнебашкирском подъярусе появляются отложения мелекесского горизонта, мощностью до 12 м (Геология Татарстана, 2003). Однако появление мелекесских отложений отмечается в разрезах осевой части впадины, и не исключено, что на восточном борту их мощность может быть меньше, или они вовсе могут выпадать из состава разрезов. На практике горизонты не выделяются, что вызвано малыми объемами палеонтологических исследований и большими

трудностями сопоставления разновозрастных отложений по данным ГИС. Однако, по данным В.С. Губаревой, на границе горизонтов часто наблюдаются следы регионального несогласия залегания пород в виде брекчированных известняков и выпадения отдельных групп фауны из разрезов (Губарева и др., 1982), но на практике специальные исследования фаунистических остатков практически не проводятся.

В качестве одного из подходов, базирующемся на качественном описании кернового материала и анализе петрографических шлифов, авторами предложена методика выявления закономерностей изменчивости и корреляции отложений, на основе выделения фаций и их прослеживания на изучаемой территории. Практической стороной исследования является возможность использования предложенной методики для прослеживания потенциально перспективных пород-коллекторов по площади и, напротив, для выявления мало перспективных площадей.

Методы исследования и методики изучения

Макроскопическое изучение керна

Выбранные для исследования разрезы были охарактеризованы непрерывно отобранном керновым материалом с фактическим выходом керна 90-100 %. Это позволило авторам провести качественное описание разрезов и произвести детальный отбор образцов для исследований. Работа с керном начиналась с его предварительной распиловки вдоль оси, что необходимо для качественного описания и выявления структурно-текстурных характеристик породы, особенностей флюидонасыщения и других признаков. Описание проводилось поинтервально, снизу вверх по разрезу, так как именно такой подход позволяет надежно установить закономерности смены типов пород в условиях развития башкирского палеоморя: вариация глубины бассейна, внутриформационные размывы, субэаральные обстановки и др. При этом особое внимание обращалось

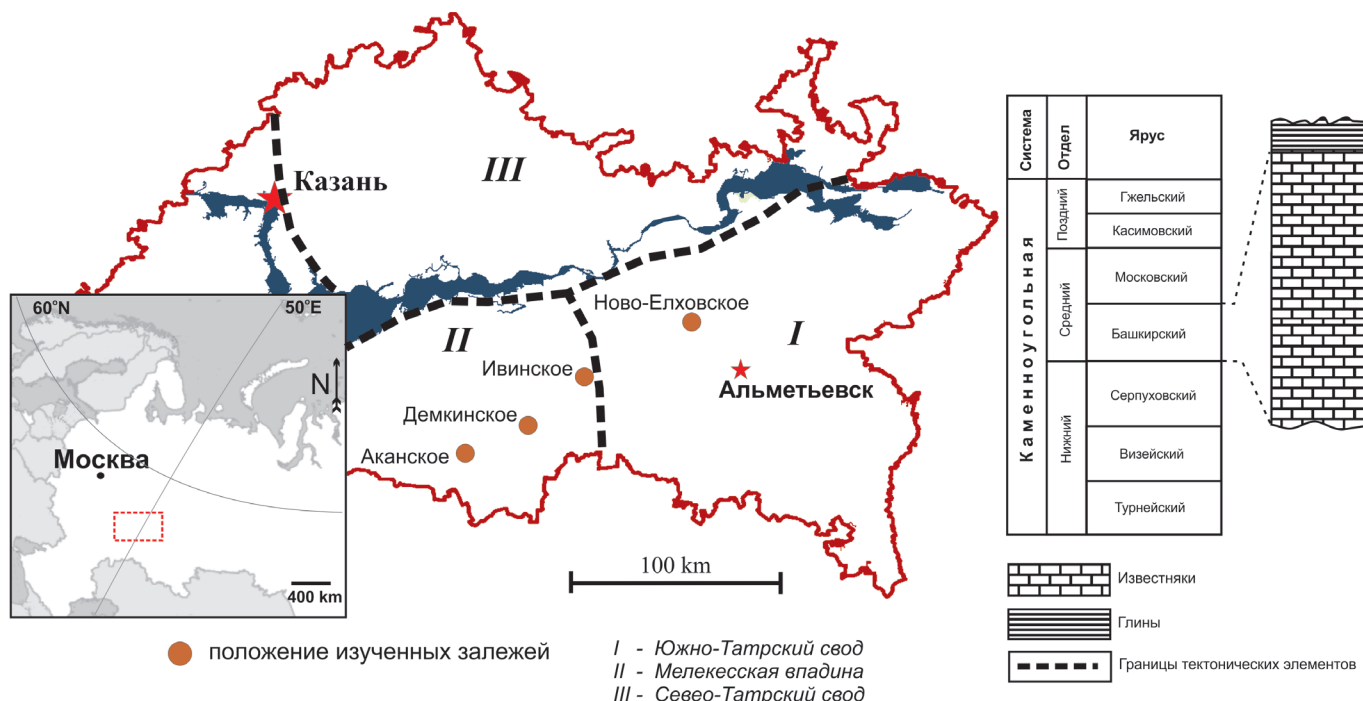


Рис. 1. Схема расположения изученных залежей, основные тектонические элементы региона и краткая литолого-стратиграфическая характеристика каменноугольной системы.

на характер взаимоотношения литотипов, литологический и палеонтологический состав, структурно-текстурные особенности пород. Образцы были отобраны с шагом от 30 до 70 см, в зависимости от характера сменяемости литотипов и флюидонасыщенности.

Оптико-микроскопические исследования

Оптико-микроскопический анализ петрографических шлифов осуществлялся при помощи поляризационного микроскопа «AxioImagerA2». Анализ шлифов включал определение минерального состава пород, выявление микротекстуры и структуры пород, фаунистических остатков, определение принадлежности пород к тем или иным фаціальным условиям накопления карбонатных осадков. В качестве классификации карбонатных пород была выбрана структурная классификация Данхема (Dunham, 1962), принятая за рубежом и активно используемая в последние годы в большинстве нефтяных компаний России.

Методика литолого-фаціальных построений

В качестве определения фаціальной принадлежности выявленных по разрезу литотипов была использована модель литофацій. Такая модель пространственного размещения фацій обуславливает присутствие определенных литотипов в различных физико-географических обстановках. Последние контролируются изрезанностью береговой линии, изменением глубины водного бассейна, рельефом морского дна, близостью суши и др. По мере углубления бассейна распределение фацій подчиняется определенной закономерности. Авторами с учетом анализа ряда моделей карбонатонакопления (Immenhauser et al., 2004; Della Porta et al., 2004) была разработана схема распределения выделенных фацій башкирского палеоморя для изученной территории (рис. 2). Для удобства обозначения выделенных фацій используются буквы латинского алфавита: *A, B, C, D, E*. Более подробная расшифровка буквенных обозначений фацій сделана в следующем разделе.

Результаты

Анализ состава башкирских толщ Волго-Уральского региона позволяет говорить о том, что отложения

формировались в условиях обширного и полого погруженного в восточном направлении карбонатного рампа (Proust et al., 1998). При этом условия осадконакопления отвечали нормально морскому тепловодному бассейну низких широт с преимущественной карбонатной седиментацией (Kolchugin, Immenhauser et al., 2016).

Изученную область можно определить в качестве переходной зоны между внутренним и средним рампом с присущими данной области условиями накопления карбонатных осадков (Kolchugin, Della Porta et al., 2017). В составе изученных отложений авторами предложено выделять 5 основных типов фацій, различающихся литологическим наполнением и палеонтологическим составом присутствующих в них органических остатков.

Фація *A* представляет собой известняки, представленные скелетными пакстоунами, реже вакстоунами с обилием фрагментов брахиопод и их игольчатых шипов (*spines*), криноидей, бентосных фораминифер и пелоидов (рис. 3А). Иногда отмечаются фрагменты одиночных кораллов.

Фація *B* представлена скелетными пелоидными пакстоунами, в меньшей степени грейнстоунами, с обилием бентосных фораминифер (*Glovaluvulina, Climacammina, Dvinellalovilvulina, Climacammina, Bradyina*), фрагментов иглокожих и мшанок (рис. 3В).

Фація *C* представлена хорошо отсортированными грейнстоунами, с ясно выраженной косою слоистостью. Форменными элементами являются оолиты, биокласты и обломки различных зерен, реже интракласты. Для фации характерны высокая межзерновая пористость и практически повсеместное присутствие каемок раннедиагентического морского цемента (*isopachousmarinefibroucement*) (рис. 3С).

Фація *D* представляет собой мадстоуны (рис. 3Д), в меньшей степени вакстоуны, с присутствием пелоидов, кальциферов и березелидов, редких гастропод и остракод.

Фація *E* сложена различными типами известняков: брекчиями (рис. 4А), мадстоунами и вакстоунами, иногда бундстоунами (рис. 4В), реже пакстоунами с характерными признаками вторичного ожелезнения и

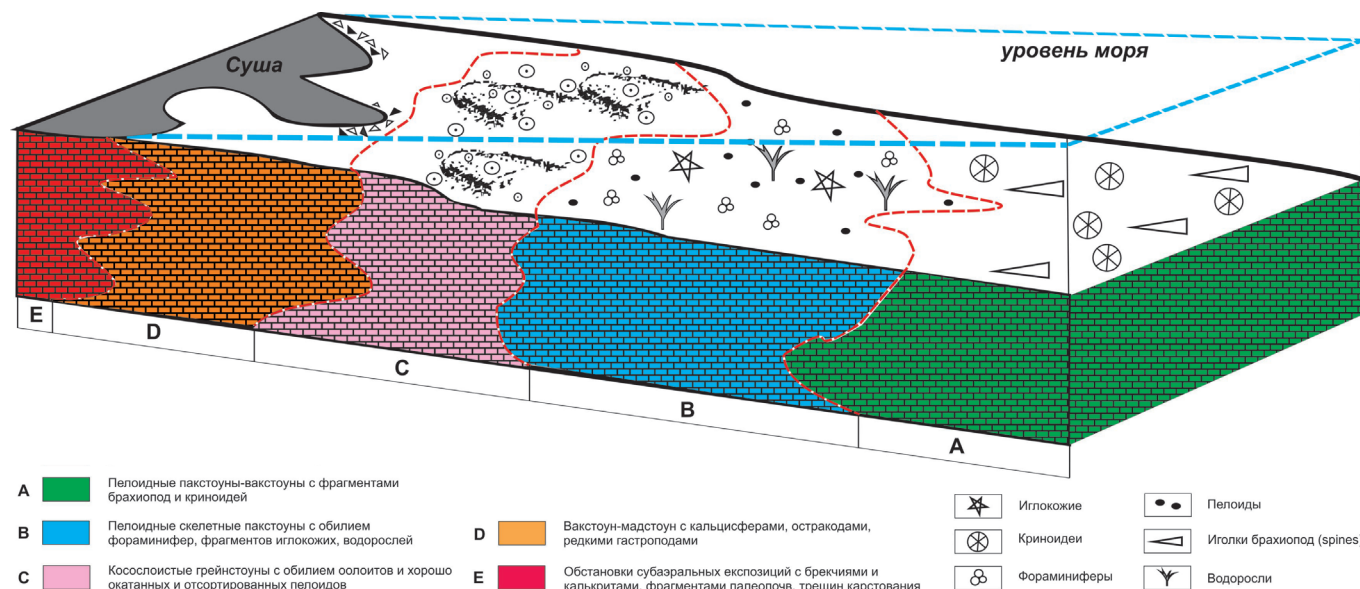


Рис. 2. Основные группы фацій башкирского палеобассейна.



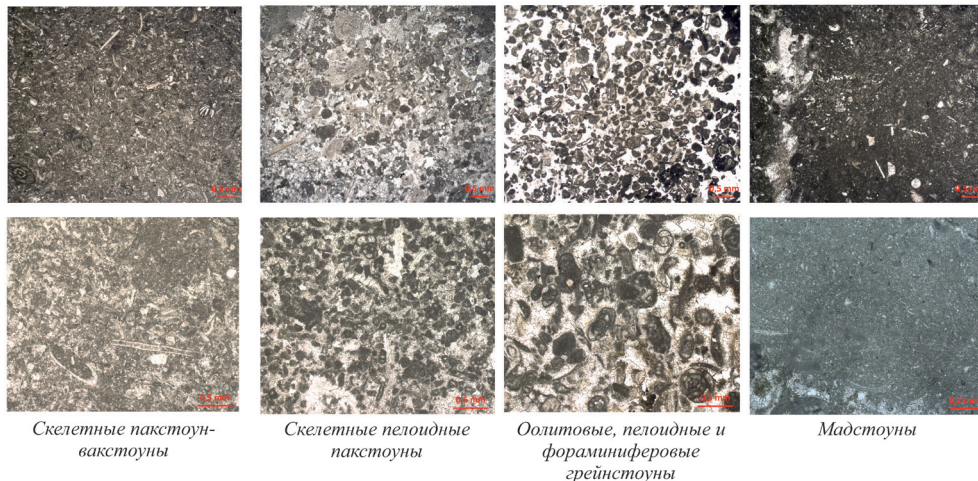
Фашиа А: открытые нормально морские обстановки среднего рампа

Фашиа В: обстановки сублиторальных областей переходного типа от среднего к внутреннему рампу

Фашиа С: высокодинамичные мелководные обстановки внутреннего рампа

Фашиа D: обстановки изолированных мелководных лагун внутреннего рампа

Фотографии шлифов в проходящем свете основных типов известняков, маркирующих выделенные фашии



Скелетные пакстоун-вакстоуны

Скелетные пелоидные пакстоуны

Оолитовые, пелоидные и фораминиферовые грейнстоуны

Мадстоуны

Рис. 3. Фото образцов шлифов в проходящем свете основных типов известняков выделенных фашии, на примере известняков Ивинского месторождения. Пространственное положение фашии и их состав указаны в условных обозначениях к рис. 2.

перекристаллизации пород. Нередко породы характеризуются присутствием трещин усыхания осадка или карстования пород (рис. 4С) с фрагментами субаэрального выщелачивания и фрагментами палеопочв. Отмечается присутствие калькритов. Брекчии часто характеризуются присутствием черных обломков, насыщенных органическим веществом (рис. 4А).

Для наглядности, а также анализа закономерностей изменчивости пород по площади авторами были выбраны

наиболее типичные разрезы, характеризующие восточный борт Мелекесской впадины и Западный склон Южно-Татарского свода. Так, на восточном борту Мелекесской впадины одним из наиболее западных разрезов выбран разрез башкирских отложений Аканского месторождения. В качестве наиболее восточного выбран разрез Ново-Елховского месторождения. Между изученными «крайними» разрезами на линии с запада на восток было изучено значительное число разрезов. Однако, в качестве



Фашиа Е: Субаэральных обстановок периодического выхода пород из под уровня моря

Брекчированные известняки с фрагментами черных обломков

Признаки ожелезнения пород

Трещины карстования субаэральных экспозиций

Рис. 4. Фото образцов фашии Е. Пример образцов со следами субаэральных обстановок на примере образцов Ново-Елховского (А) и Ивинского месторождений (В, С). А – карбонатная брекчия, В – мадстоун-баундстоун со следами интенсивного ожелезнения, С – мадстоун с трещинами карстования, выполненными глинистым материалом, и признаками ожелезнения.

модельных между выделенными были выбраны разрезы Ивинского и Демкинского месторождений, так как они были в наилучшей степени охарактеризованы керном (рис. 5). Это позволило дать детальную характеристику слагающих разрезы типов пород и надежно установить границы их смены.

Установлено, что по направлению с запада на восток наблюдается уменьшение мощности разрезов башкирского яруса, при этом отмечается и изменение литологического состава отложений. Так, в западной части изученного района в разрезах фиксируется значительное присутствие пакстоунов и грейнстоунов, как наиболее перспективных пород, обладающих высокими коллекторскими свойствами и высокой степенью нефтенасыщения. В восточном направлении доля известняков, маркирующих фации В (преимущественно пакстоуны) и С (преимущественно грейнстоуны) в разрезах снижается, и в то же время увеличивается доля брекчированных известняков, мадстоунов и пород, несущих на себе следы внутриформационных субаэральных перерывов.

Таким образом породы, обладающие высокими емкостно-фильтрационными свойствами, определяющие нефтенасыщенность разрезов и их продуктивность, на восточном борту Мелекесской впадины выклиниваются по направлению к западному склону Южно-Татарского свода. При этом мощности нефтенасыщенных интервалов существенно снижаются, вплоть до практически полного отсутствия признаков нефтенасыщения пород в разрезах.

Важной особенностью изученных разрезов является присутствие признаков субаэральных экспозиций. На разрезах они отмечены в качестве фации Е и выделены красным цветом. Доля пород маркирующих фации Е от разреза к разрезу меняется и в целом увеличивается по направлению с запада на восток. Другой особенностью является снижение общей мощности разрезов башкирского яруса. Если на восточном борту Мелекесской впадины мощность отложений составляет 45-60 м, то на западном склоне Южно-Татарского свода не превышает 20-25 метров.

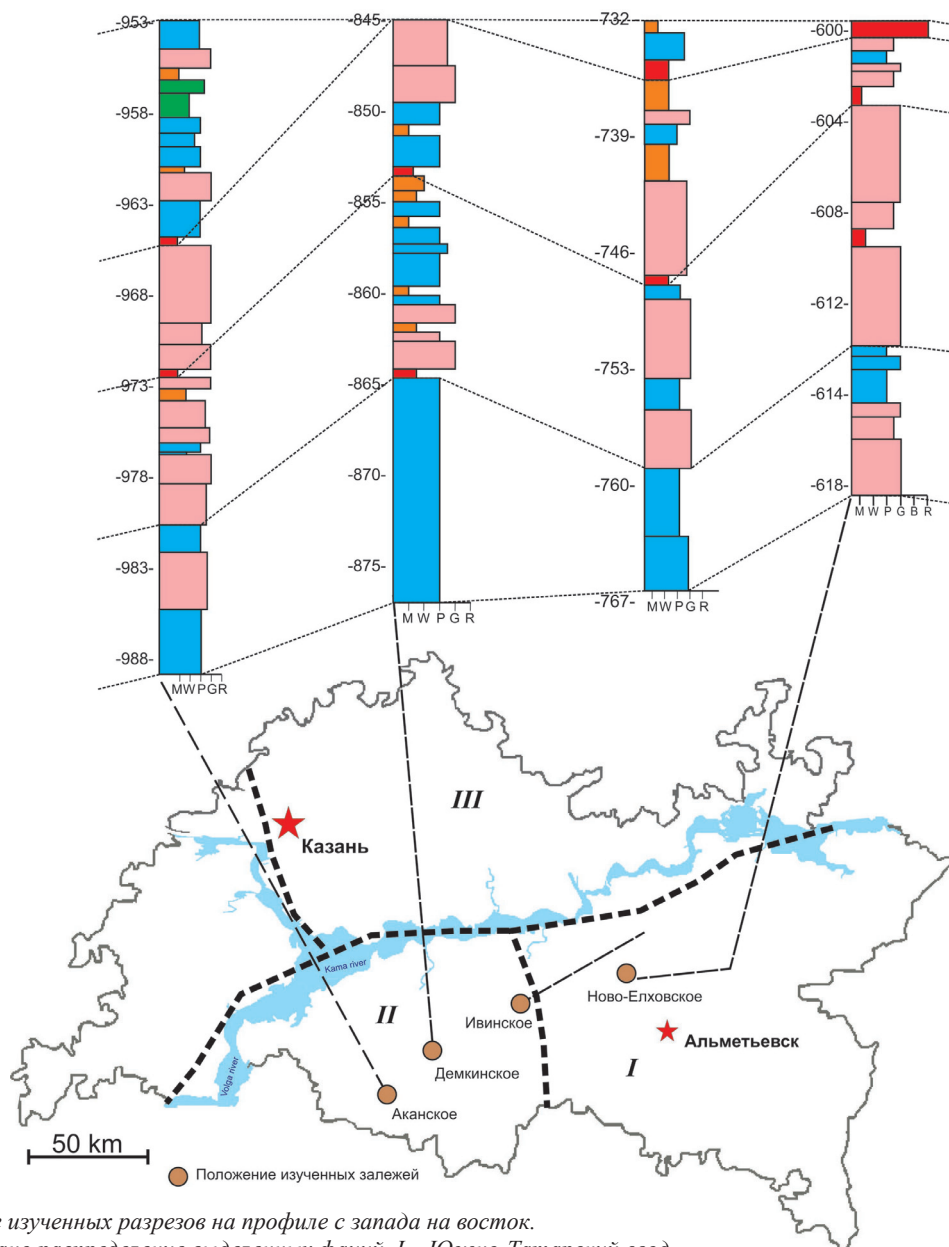


Рис. 5. Положение изученных разрезов на профиле с запада на восток. На разрезах показано распределение выделенных фаций. I – Южно-Татарский свод, II – Мелекесская впадина, III – Северо-Татарский свод. Расшифровка цветowych обозначений фаций указана на рис. 2.

Обсуждение

Изменчивость башкирских отложений по направлению с запада на восток, главным образом, объясняется большей степенью внутрiformационного размыва толщ в пределах западного склона Южно-Татарского свода. На это указывают увеличение доли брекчированных известняков, обнаруживаемых в разрезах, следов субаэральных перерывов и появление признаков интенсивной проработки известняков метеогенными флюидами (субаэральный или метеорный тип диагенеза). Именно данным типом диагенеза в грейнстоунах, казалось бы, наиболее перспективных в качестве потенциальных коллекторов породах, часто объясняется отсутствие эффективной пористости. Поровое пространство таких грейнстоунов практически нацело залечено вторичным раннедиагенетическим кальцитом. Условия периодического выхода пород из-под уровня моря сыграли отрицательную роль в сохранении первичной высокой пористости данных пород. Смешиваясь с захороненными водами, метеорные пресные растворы изменяют физико-химические параметры среды, что приводит к процессам перекристаллизации первичного цемента пород и интенсивной кальцитизации, в виде заполнения пор и трещин вторичным кальцитом (Badiozmani, Mackenzie, 1977; Moore, 1989). На периодический выход пород из-под уровня моря также указывает присутствие розовых и красно-бурых тонов в окраске пород, что вызвано появлением окислов и гидроокислов железа – маркеров субаэральных перерывов (рис. 4). Следует отметить, что нередко брекчии, обнаруженные в разрезах западного склона Южно-Татарского свода, содержат обломки черных известняков, окраска которых вызвана гумусовым органическим веществом (фрагменты древних палеопочв). Это также свидетельствует о периодическом выходе пород из-под уровня моря на относительно продолжительное время, за которое смог сформироваться почвенно-растительный слой.

Башкирский палеобассейн представлял собой обширное эпиконтинентальное море с крайне незначительными перепадами глубин. Периодические гляциоэвстатические колебания морского бассейна осушали определенные области, что приводило к частичному размыву ранее накопившихся карбонатных отложений. Следует учесть, что башкирский век представлял собой время активных колебаний положения уровня моря в связи с глобальными процессами оледенения (Bishop, Montañez et al., 2009; Mii, Grossman et al., 2001). Вероятно, именно гляциоэвстатические колебания сыграли ключевую роль в изменении положении уровня моря, периодическом осушении и затоплении обширных пространств в целом довольно мелководного палеобассейна. На западных разрезах следы размыва улавливаются лишь в виде присутствия маломощных брекчированных известняков, тогда как на восточных разрезах помимо брекчированных известняков появляются известняки со следами вторичного ожелезнения, известняки с полигональными трещинами ранних стадий карстобразования (рис. 4), породы с явными признаками метеорного типа диагенеза осадков. Таким образом, перечисленное может указывать на относительно более глубоководные обстановки на западе изученного региона (современный восточный борт Мелекесской впадины) и более мелководные – на востоке (современный

западный склон Южно-Татарского свода). При этом авторы не исключают, что еще более характерные признаки существования пород в субаэральных обстановках могли попросту быть эродированы в условиях постоянно меняющегося положения уровня морского бассейна.

Столь высокая степень изменчивости отложений по площади представляет корреляцию разновозрастных отложений довольно не простой задачей. Так, на основе повторяемости определенных фаций и закономерностей их смены по разрезу, а также прослеживания интервалов субаэральных перерывов такую корреляцию провести вполне реально (рис. 5). Представляется, что интервалы субаэральных перерывов могут рассматриваться в качестве неких реперных отметок, которые можно использовать для корреляции разрезов. По крайней мере, опыт изучения кернового материала башкирского яруса авторским коллективом показывает, что все изученные разрезы имеют не менее двух интервалов субаэральных перерывов в средней и верхней части разрезов. По-видимому, это были наиболее выраженные этапы субаэральных условий. Однако в восточных разрезах, расположенных на западном склоне Южно-Татарского свода, нередко можно выделить и большее количество подобных интервалов, что обусловлено в целом более мелководными условиями накопления карбонатных осадков. При этом наиболее выраженные «региональные» перерывы хорошо выделяются в разрезах и могут быть использованы для сопоставления разновозрастных толщ.

Помимо смены фаций в пределах выделенного профиля с запада на восток отмечается изменчивость продуктивности и нефтенасыщенности разрезов. Прежде всего, это связано с выклиниваем на восток потенциальных пород-коллекторов представленных пакстоунами и грейнстоунами. Если первые практически полностью исчезают в восточных разрезах, то вторые теряют пористость в условиях субаэрального диагенеза. Промышленная продуктивность таких разрезов снижается, а зачастую в них вообще отсутствуют какие-либо признаки нефтенасыщения.

Выводы

Анализ состава отложений и положения разрезов в пределах изучаемой площади позволил авторам сделать несколько выводов.

С запада (восточный борт Мелекесской впадины) на восток (западный склон Южно-Татарского свода) отмечается снижение доли нормально морских отложений, в то же время, увеличение доли лагунных фаций и фаций, маркирующих субаэральные обстановки. В том же направлении наблюдается общее уменьшение мощности разрезов башкирского яруса.

Продуктивность разрезов и общая нефтенасыщенность пород башкирского яруса с запада на восток на изученной площади снижаются. Это обусловлено двумя основными факторами: 1) литолого-фациальными особенностями строения разрезов, вследствие уменьшения доли потенциальных пород-коллекторов – пакстоунов и грейнстоунов; 2) типом диагенеза карбонатных осадков, когда в условиях субаэральных перерывов и влияния метеорного диагенеза потенциально перспективные породы-коллекторы утратили первично высокие фильтрационно-емкостные свойства.

Высокая фаціальная изменчивость башкирских отложений в пределах изученной площади обусловлена глобальными гляциоэвстатическими колебаниями уровня моря башкирского палеобассейна, амплитуда которых могла составлять до нескольких десятков метров. При этом вследствие размыва отложений могли выпадать значительные по мощности (до 10-15 м) фрагменты разреза.

Благодарности/Финансирование

Авторы выражают признательность и благодарят руководство ПАО «Татнефть», ЗАО «Кара-Алтын», АО «Татех» и ЗАО «Татнефтепром» за возможность изучения кернового материала в рамках текущего исследования. Авторы выражают благодарность рецензенту за критический анализ рукописи, ценные комментарии и замечания.

Данная работа выполнена при финансовой поддержке гранта РНФ № 19-77-00019.

Литература

Галкин В.И., Ефимов А.А. (2015). Разработка прогнозных моделей для оценки коэффициента подвижности нефти с учетом фаціальных обстановок (на примере пласта Бш Кокуйского месторождения). *Нефтепромысловое дело*, 8, с. 11-15.

Геология Татарстана: стратиграфия и тектоника (2003). Под ред. Б.В. Бурова. М.: ГЕОС, 402 с.

Губарева В.С., Далматская И.И., Котельникова Э.Д. (1982). Башкирские отложения на востоке Русской плиты. Шкала каменноугольной системы в свете современных данных. М.: Наука, с. 94-102.

Кольчугин А.Н., Морозов В.П., Королев Э.А., Ескин А.А. (2013). Типовые разрезы карбонатных пород башкирского яруса юго-востока Республики Татарстан и строение залежей нефти. *Нефтяное хозяйство*, 11, с. 84-86.

Кочнева О.Е., Косков В.Н. (2013). Литолого-фаціальная корреляция башкирских карбонатных отложений по данным промыслово-геофизических исследований. *Нефтепромысловое дело*, 9, с. 32-38.

Мухаметшин Р.З. (1982). Применение статистических методов для оптимального расчленения и корреляции карбонатных толщ. РНТС. Сер. *Нефтегазовая геология и геофизика*. М.: ВНИИОЭНГ, 6, с. 25-27.

Халымбаджа В.Г. (1962). Среднекаменноугольные отложения северных, центральных и западных районов Татарии. Казань: Изд-во КГУ, 239 с.

Хворова И.В. (1958). Атлас карбонатных пород среднего и верхнего карбона Русской платформы. М.: Изд-во АН СССР, 170 с.

Badiozmani K., Mackenzie F.T., Thortenson D.C. (1977). Experimental carbonate cementation: salinity, temperature and vadose-phreatic effects. *J.Sed.Petrol.*, 47(2), pp. 529-542. <https://doi.org/10.1306/212F71CB-2B24-11D7-8648000102C1865D>

Bishop J.W., Montañez I.P., Gulbranson E.L., Brenckle P.L. (2009). The onset of mid-Carboniferous glacio-eustasy: Sedimentologic and diagenetic constraints, Arrow Canyon, Nevada. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 276(1-4), pp. 217-243. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2009.02.019>

Della Porta G., Kenter J.A.M. & Bahamonde J.R. (2004). Depositional facies and stratal geometry of an Upper Carboniferous prograding and aggrading high-relief carbonate platform (Cantabrian Mountains, N Spain). *Sedimentology*, 51(2), pp. 267-295. <https://doi.org/10.1046/j.1365-3091.2003.00621.x>

Dunham R.J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Classification of carbonate rocks: *Simp. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Mem.* Ed. W.E.Ham, 1, pp. 108-121.

Immenhauser A., Hillgärtner H., Sattler U., Bertotti G., Schoepfer P., Homewood P., Vahrenkamp V., Steuber T., Masse J. P., Droste H., Taal-Van Koppen J., Van der Kooij B., Van Bentum E., Verwer K., Hoogerduijn-Strating E., Swinkels W., Peters J., Immenhauser-Potthast I., Al-Maskery S. (2004). Barremian-Lower Aptian Qishn Formation, Haushi-Huqf area, Oman: A new outcrop analogue for the Kharaib/Shu'aiba reservoirs. *GeoArabia*, 9(1), pp. 153-194.

Kolchugin A., Della Porta G., Morozov V. (2017). Lower Pennsylvanian reservoir facies from the foreland basin carbonate ramp of the Volga-Ural region, east of Russian platform, Russian Federation. *33 International Meeting of Sedimentology. Abstract book*. Toulouse, p. 467.

Kolchugin A.N., Immenhauser A., Walter B.F., Morozov V.P. (2016). Diagenesis of the palaeo-oil-water transition zone in a Lower Pennsylvanian carbonate reservoir: Constraints from cathodoluminescence microscopy, microthermometry, and isotope geochemistry. *Marine and Petroleum Geology*, 72, pp. 45-61. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.01.014>

Mii H.-S., Grossman E.L., Yancey T.E., Chuvashov B., Egorov A. (2001). Isotopic records of brachiopod shells from the Russian Platform – Evidence for the onset of mid-Carboniferous glaciations. *Chemical Geology*, 175(1-2), pp. 133-147. [https://doi.org/10.1016/S0009-2541\(00\)00366-1](https://doi.org/10.1016/S0009-2541(00)00366-1)

Moore C.H. (1989). Carbonate Diagenesis and Porosity. Ser. *Developments in Sedimentology*, Vol. 46. Elsevier Publishing Co., 338 p.

Сведения об авторах

Антон Николаевич Кольчугин – канд. геол.-мин. наук, зам. директора по научной работе, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18
Тел: +7(843)2337954, e-mail: Anton.Kolchugin@gmail.com

Джованна Дела Порта – доцент, Миланский университет

Италия, 20122, Милан, Виа Феста Дель Пердоно, 7

Владимир Петрович Морозов – доктор геол.-мин. наук, профессор, зав. каф. минералогии и литологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18

Эдуард Анатольевич Королев – канд. геол.-мин. наук, зав. каф. общей геологии и гидрогеологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18

Наталья Валерьевна Темная – студент-магистр, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18

Булат Ирекович Гареев – инженер исследователь, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18

Статья поступила в редакцию 28.11.2019;

Принята к публикации 24.04.2020;

Опубликована 30.06.2020

IN ENGLISH

Facies variability of pennsylvanian oil-saturated carbonate rocks (constraints from Bashkirian reservoirs of the south-east Tatarstan)

A.N. Kolchugin¹, G. Della Porta², V.P. Morozov¹, E.A. Korolev¹, N.V. Temaya¹, B.I. Gareev¹

¹Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

²Università Degli Studi di Milano, Milano, Italy

*Corresponding author: Anton N. Kolchugin, e-mail: anton.kolchugin@gmail.com

Abstract. One of the strategic ways of the old oil-producing regions is to further prospecting for potentially promising areas for hydrocarbon. One of these exploration areas is the Volga-Ural region. These reservoirs consist of Carboniferous carbonate rocks, which contain high viscous hydrocarbons and are characterized by complex facies architecture and reservoir properties influenced by diagenesis. The high degree of facies variability in the studied area does not allow reliable distribution of potential reservoir rocks not only between different areas but even within the same oil field. Based on textural and compositional features of carbonate facies, 5 main facies associations were identified and characterized with respect to the depositional settings in the Bashkirian basin. The facies associations correspond to: distal middle ramp facies, open marine proximal middle ramp facies, high-energy innershoal facies, inner ramp facies of restricted lagoons, facies of affected by subaerial exposures. From west to east in the study the following trends in facies character are identified: 1) a decrease open marine middle ramp facies and in the total thickness of the Bashkirian sections; 2) an increase in evidences of sub aerial exposures; 3) a decrease in the proportion of potential reservoir rocks. A general shallowing of the depositional setting was identified in an eastward direction, where potentially promising reservoir facies of shallow high-energy environments were replaced by facies of restricted lagoon and facies affected by subaerial exposures and meteoric diagenesis (palaeosols, dissolution). The applied approach based on detailed carbonate facies analysis allows predicting the distribution of potentially promising cross-sections within the region.

Keywords: Bashkirian stage, carbonate ramp, facies, reservoirs, correlation

Recommended citation: Kolchugin A.N., Della Porta G., Morozov V.P., Korolev E.A., Temaya N.V., Gareev B.I. (2020). Facies variability of pennsylvanian oil-saturated carbonate rocks (constraints from Bashkirian reservoirs of the south-east Tatarstan). *Georesursy = Georesources*, 22(2), pp. 29-36. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.29-36>

References

- Badiozmani K., Mackenzie F.T., Thortenson D.C. (1977). Experimental carbonate cementation: salinity, temperature and vadose-phreatic effects. *J.Sed.Petrol.* 47(2), pp. 529-542. <https://doi.org/10.1306/212F71CB-2B24-11D7-8648000102C1865D>
- Bishop J.W., Montañez I.P., Gulbranson E.L., Brenckle P.L. (2009). The onset of mid-Carboniferous glacio-eustasy: Sedimentologic and diagenetic constraints, Arrow Canyon, Nevada. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 276(1-4), pp. 217-243. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2009.02.019>
- Della Porta G., Kenter J.A.M. & Bahamonde J.R. (2004). Depositional facies and stratal geometry of an Upper Carboniferous prograding and aggrading high-relief carbonate platform (Cantabrian Mountains, N Spain). *Sedimentology*, 51(2), pp. 267-295. <https://doi.org/10.1046/j.1365-3091.2003.00621.x>
- Dunham R.J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Classification of carbonate rocks: *Simp. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Mem.* Ed. W.E.Ham, 1, pp. 108-121.
- Galkin V.I., Efimov A.A. (2015). Development of forecasting models for assessing the oil mobility coefficient taking into account facies environments (for example, the Bsh Kokuysky deposit). *Neftepromyslovoe delo = Oil Field Engineering*, 8, pp. 11-15. (In Russ.)
- Geology of Tatarstan: stratigraphy and tectonics (2003). Ed. B.V. Burov. Moscow: GEOS, 402 p. (In Russ.)
- Gubareva B.C., Dalmatskaya I.I., Kotelnikova E.D. (1982). Bashkirian deposits in the east of the Russian plate. Scale of the Carboniferous system in the modern data. Moscow: Nauka, pp. 94-102. (In Russ.)

Hvorova I.V. (1958). Atlas of carbonate rocks of the middle and upper carbon of the Russian platform. Moscow: Academy of Sciences of the USSR Publ., 170 p. (In Russ.)

Immenhauser A., Hillgärtner H., Sattler U., Bertotti G., Schoepfer P., Homewood P., Vahrenkamp V., Steuber T., Masse J. P., Droste H., Taal-Van Koppen. J., Van der Kooij B., Van Bentum E., Verwer K., Hoogerduijn-Strating E., Swinkels W., Peters J., Immenhauser-Potthast I., Al-Maskery S. (2004). Barremian-Lower Aptian Qishn Formation, Haushi-Huqf area, Oman: A new outcrop analogue for the Kharai/Shu'aiba reservoirs. *GeoArabia*, 9(1), pp. 153-194.

Khalymbadzha V.G. (1962). Middle Carboniferous Deposits of the Northern, Central, and Western Regions of Tataria. Kazan: KSU Publ., 239 p. (In Russ.)

Kochneva O.E., Koskov V.N. (2013). Lithological and facies correlation of Bashkirian carbonate deposits according to field geophysical studies. *Neftepromyslovoe delo = Oil Field Engineering*, 9, pp. 32-38. (In Russ.)

Kolchugin A., Della Porta G., Morozov V. (2017). Lower Pennsylvanian reservoir facies from the foreland basin carbonate ramp of the Volga-Ural region, east of Russian platform, Russian Federation. *33 International Meeting of Sedimentology: Abstract book*. Toulouse, p. 467.

Kolchugin A.N., Immenhauser A., Walter B.F., Morozov V.P. (2016). Diagenesis of the palaeo-oil-water transition zone in a Lower Pennsylvanian carbonate reservoir: Constraints from cathodoluminescence microscopy, microthermometry, and isotope geochemistry. *Marine and Petroleum Geology*, 72, pp. 45-61. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.01.014>

Kolchugin, A.N., Morozov, V.P., Korolev, E.A., Eskin, A.A., Gazeeva, F.M. (2013). Typical sections of Bashkirian carbonate rocks and structure of oil deposits in the southeast part of the Republic of Tatarstan. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 11, pp. 84-86. (In Russ.)

Mii H.-S., Grossman E.L., Yancey T.E., Chuvashov B., Egorov A. (2001). Isotopic records of brachiopod shells from the Russian Platform – Evidence for the onset of mid-Carboniferous glaciations. *Chemical Geology*, 175(1-2), pp. 133-147. [https://doi.org/10.1016/S0009-2541\(00\)00366-1](https://doi.org/10.1016/S0009-2541(00)00366-1)

Moore C.H. (1989). Carbonate Diagenesis and Porosity. Ser. *Developments in Sedimentology*, Vol. 46. Elsevier Publishing Co., 338 p.

Mukhametshin R.Z. (1982). The use of statistical methods for optimal partitioning and correlation of carbonate strata. *Oil and gas geology and geophysics Ser.* Moscow: VNIIOENG, No. 6, pp. 25-27. (In Russ.)

About the Authors

Anton N. Kolchugin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy Director for Science, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation
Tel: +7(843)2337954
E-mail: Anton.Kolchugin@gmail.com

Giovanna Della Porta – PhD, Associate Professor, Università Degli Studi di Milano
7, Via Festa del Perdono, Milan, 20122, Italy

Vladimir P. Morozov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Department of Mineralogy and Lithology, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Eduard A. Korolev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of General Geology and Hydrogeology, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Natalya V. Temnaya – Graduate Student, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Bulat I. Gareev – Research Engineer, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 28 November 2019;

Accepted 22 April 2020;

Published 30 June 2020