

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/5_2017

УДК 552.54:552.578.061.4(470.111)

Даньщикова И.И., Майдль Т.В., Журавлев А.В.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук (ФГБУН ИГ Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия, iidanshikova@geo.komisc.ru, maydl@geo.komisc.ru, micropalaeontology@gmail.com

Стаценко Е.О.

Федеральное государственное автономное учреждение высшего профессионального образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет», Казань, Россия, e.statsenko@yahoo.com

Филиппов В.Н.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук (ФГБУН ИГ Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия.

МИКРОМОРФОЛОГИЯ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА СЕВЕРЕ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Приводятся результаты изучения строения среднеордовикско-нижнедевонского карбонатного нефтегазоносного комплекса на севере Тимано-Печорской провинции. Рассматриваются коллекторские свойства пород, изученные при помощи рентгеновской томографии, сканирующей электронной микроскопии, литологических и петрофизических исследований. Дается характеристика пустотного пространства силурийско-девонских отложений.

Ключевые слова: рентгеновская томография, карбонатные породы, трещины, поры, пористость, проницаемость, низкочемкие коллекторы.

Введение

Тимано-Печорская нефтегазовая провинция является одной из крупнейших в России. Однако, наиболее высокопродуктивные месторождения выработаны, а прирост добычи совершается за счет освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, сосредоточенных в сложнопостроенных карбонатных коллекторах. Для большинства этих месторождений характерны низкопроницаемые коллекторы с изменчивой структурой порового пространства. Согласно существующим классификациям такие карбонатные коллекторы характеризуются проницаемостью не более 10 мД, открытой пористостью менее 5% [Крибари, 1963; Галиева, Отмас, Боровинских, 2015].

В прогнозных ресурсах в верхнеордовикско-нижнедевонском нефтегазоносном комплексе Тимано-Печорской провинции доля низкопроницаемых коллекторов составляет 55% от общего числа продуктивных отложений [Галиева, Отмас, Боровинских, 2015]. В связи с этим актуально исследование коллекторов с низкими значениями фильтрационно-

емкостных свойств. Для этого необходимо комплексное изучение пород как традиционными, так и новыми методами, которые исследуют их минеральный состав, условия образования, постседиментационные изменения, приводящие к существенному изменению первичной структуры порового пространства.

Объект исследований

Объектом исследований являлся керновый материал силурийских отложений Адакской площади гряды Чернышева и Среднемакарихинского месторождения Хорейверской впадины (рис. 1).

Адакская площадь расположена на гряде Чернышева, которая представляет собой веерообразную структуру во фронте Косью-Роговской надвиговой пластины, в пределах которого обнажаются сложнодислоцированные верхнеордовикско-триасовые отложения. Исследуемые отложения расположены в наиболее дислоцированной ее части – Тальбейской складчато-надвиговой зоне. Тальбейский блок характеризуется в осевых зонах крупными синклиналями, выполненными образованиями орогенного комплекса, которые обрамлены по краям антиклинальными дизъюнктами из интенсивно смятых палеозойских карбонатных пород [Юдин, 1994; Данилов и др., 2011].

Среднемакарихинское месторождение приурочено к Макарихинско-Салюкинской зоне, расположенной на юго-восточном борту Хорейверской впадины. В структурном плане представляет собой вытянутую в субмеридиональном направлении узкую линейную зону, осложненную двумя валами: Салюкинским длиной порядка 50 км, шириной – 6-8 км, амплитудой до 700 м (по кровле карбонатных отложений нижней перми-карбона), и Макарихинским размером 50×6 км и амплитудой порядка 400 м [Нефтегазоносность и геолого-геофизическая..., 1999].

Методика исследований

При изучении структурно-текстурных особенностей силурийских и раннедевонских карбонатных пород использовался литолого-петрографический метод, который заключался в макро- и микроописании кернового материала. Для более детальной характеристики морфологии пустотного пространства и уточнения вещественного состава в Центре коллективного пользования Уральского отделения Российской академии наук «Геонаука» (ЦКП УрО РАН Геонаука) был проведен микрозондовый анализ на сканирующем электронном микроскопе JSM 6400 (оператор В.Н. Филиппов), который оснащен энергодисперсионным спектрометром «Link».

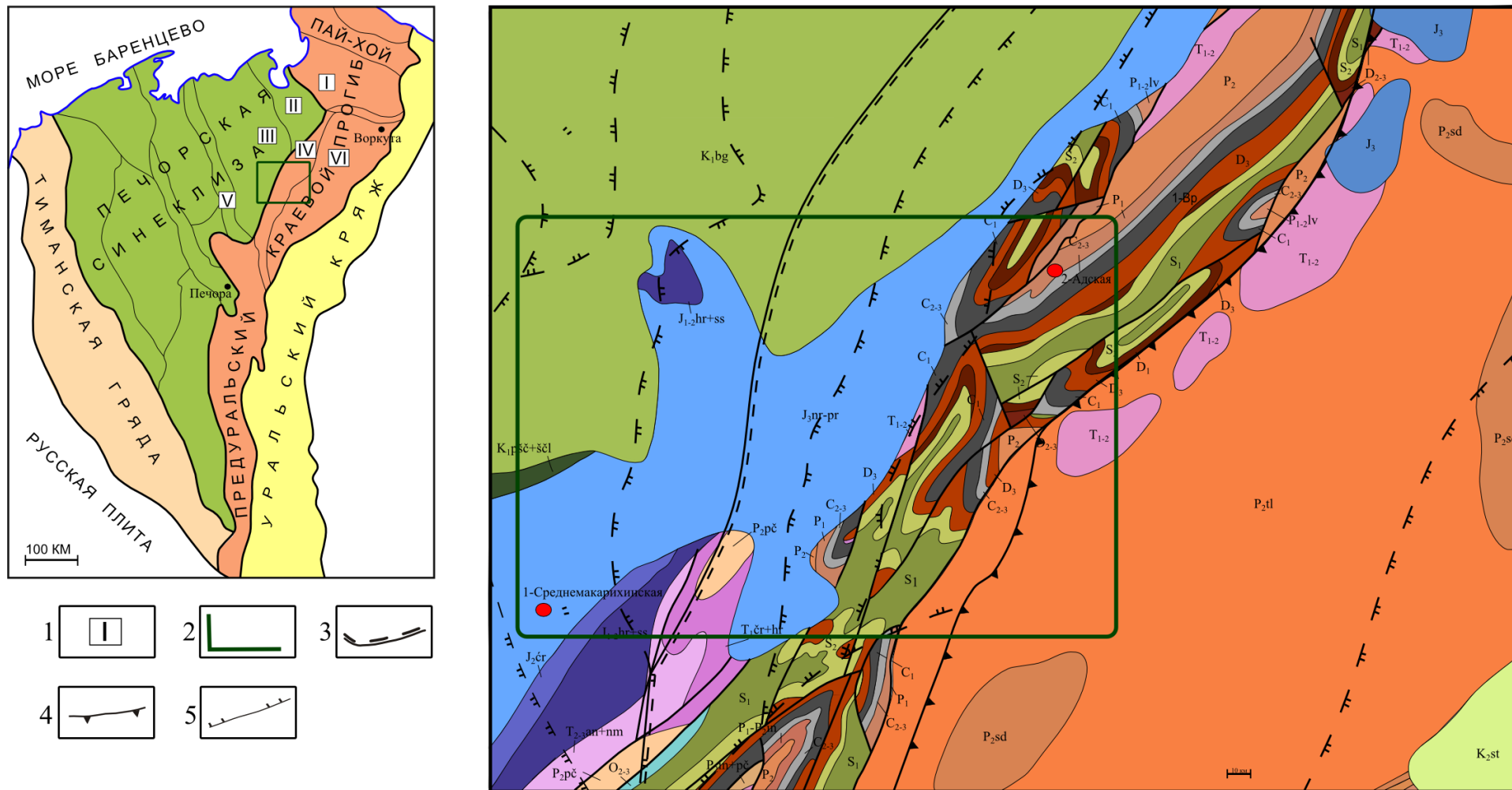


Рис. 1. Тектоническое районирование и геологическая карта района исследований
(по [Дедеев, Запорожцева, 1985; Государственная геологическая карта..., 1999])

1 – номера тектонических элементов, 2 – граница района исследований, 3-5 – границы структур: 3 – надпорядковых, 4 – первого порядка, 5 – второго порядка. Тектонические элементы: I – Кортаихинская впадина; II – Варандей-Адзьвинская структурная зона; III – Хорейверская впадина; IV – поднятие Чернышева; V – Колвинский мегавал; VI – Косью-Роговская впадина.

Для характеристики фильтрационно-емкостных свойств коллекторов было выполнено рентгеновское томографирование в Казанском (Приволжском) федеральном университете при помощи томографа (КТ) V |tome| XS 240 (GE Phoenix X-ray) (оператор Е.О. Стаценко). Из выбранных для исследований образцов были выпилены цилиндры диаметром 0,5 см, длиной 0,5-1,2 см. При съемке были использованы кварц и кальцит в качестве маркера плотности. Съемка выполнялась с использованием микрофокусной трубки при ускоряющем напряжении 90 КВ, токе 110 мА и пространственном разрешении 12,5 мкм. Компьютерная обработка результатов проводилась с помощью пакетов программ VG Studio MAX 2.1, Avizo Fire 7.1, Data Viewer. Поровое пространство и минеральные фазы разделялись по описанной ранее методике [Штырляева, Журавлев, Герасимова, 2016].

Кроме того, в работе использовались традиционные петрофизические характеристики силурийских карбонатных пород по литературным данным [Майдль, 1987; Данилов и др., 2011].

Результаты и обсуждение

Литологическая и фациальная характеристика силурийско-девонских отложений

Согласно существующим региональным представлениям формирование карбонатных отложений на данной территории во время силура и раннего девона происходило в условиях эпиконтинентальной платформы, полого погружающейся на восток в сторону Уральского палеоокеана [Майдль, 1987; Жемчугова, Мельников, Данилов, 2001]. В пространственном отношении эта платформа была приурочена к пассивной континентальной окраине Уральского палеоокеана и занимала достаточно обширную область от Колвинского мегавала на западе до Лемвинской структурно-формационной зоны на востоке.

Эвстатические колебания уровня моря, приводившие к чередованию трансгрессивных и регрессивных фаз седиментации при общем режиме погружения бассейна внутреннего мелководного шельфа, сформировали комплекс отложений с фациальной принадлежностью к различным батиметрическим обстановкам иловой сублиторали. Эволюция морского бассейна проявлялась в «превращении относительно затишного краевого моря с довольно сглаженным профилем дна (*в раннем силуре – примеч. авторов*) в море – часть океана с суженным мелководным шельфом и значительными перепадами глубин в сторону области глубоководной седиментации (*в позднем силуре – раннем девоне*). Эволюция краевого моря происходила под влиянием процессов, происходивших в Уральском бассейне, который во вторую половину силура и в начале девона все больше приобретал черты настоящего океана» [Патрунов, 1980, с. 52]. Изменению палеогеографического профиля бассейна

способствовали также сопряженные с заложением Печоро-Колвинского авлакогена процессы пригибания отдельных участков Печорской плиты, отчетливо проявившиеся на его территории уже в раннем девоне [Майдль, Малышев, Чупров, 2001].

В рамках этой работы охарактеризованы типичные для силурийско-нижнедевонских толщ разрезы. В основу этих характеристик положены описания пород по керновому материалу скважин глубокого бурения. Отложения представлены сероцветной глинисто-сульфатно-карбонатной толщей, сложенной разнообразными по структуре и составу породами. В целом преобладают известняки узловато-слоистые со скелетными и нескелетными зернами, доломиты вторичные по илово-водорослевым известнякам с включениями сульфатов, известняково-доломитовые илово-биоморфно-детритовые толщи. В данной работе представлены результаты изучения трех петротипов, характеризующих низкоемкие коллекторы. В основу выделения петротипов положены степень и характер доломитизации (в том числе, размер кристаллов вторичного доломита) и микротрещиноватости. Все рассматриваемые петротипы сформировались по водорослево-детритовым известнякам.

К первому петротипу относятся доломиты с четко выраженной органогенной реликтовой водорослево-детритовой структурой, неравномерно-известковистые с глинистыми примазками (рис. 2а). Порода трещиноватая со стилолитовыми швами и битуминозной примесью в виде прослоев и пятен, заполняющей редкие межзерновые поры. Основная масса сложена микрокристаллическим доломитом ромбической, реже неправильно ромбической формы, частично замутненным пылеватой примесью глинистого состава (рис. 2д).

Второй петротип представлен вторичным перекристаллизованным доломитом с сульфатизированными участками и слабо различаемой первичной реликтовой водорослево-детритовой структурой (рис. 3а). Зерна доломита также загрязнены глинистой примесью (рис. 3д). В породе отмечаются многочисленные пустоты выщелачивания различного размера (0,05-0,2 мм) и микротрещины (рис. 3в).

Третий петротип сложен доломитом мелко-среднезернистым по илово-детритовому известняку (рис. 4а). Наблюдаются тени перекристаллизованных раковин остракод, брахиопод и неопределенного детрита. По ним либо по порам и кавернам идет заполнение ангидритом. Отличительной чертой это петротипа является то, что он нефтенасыщенный.

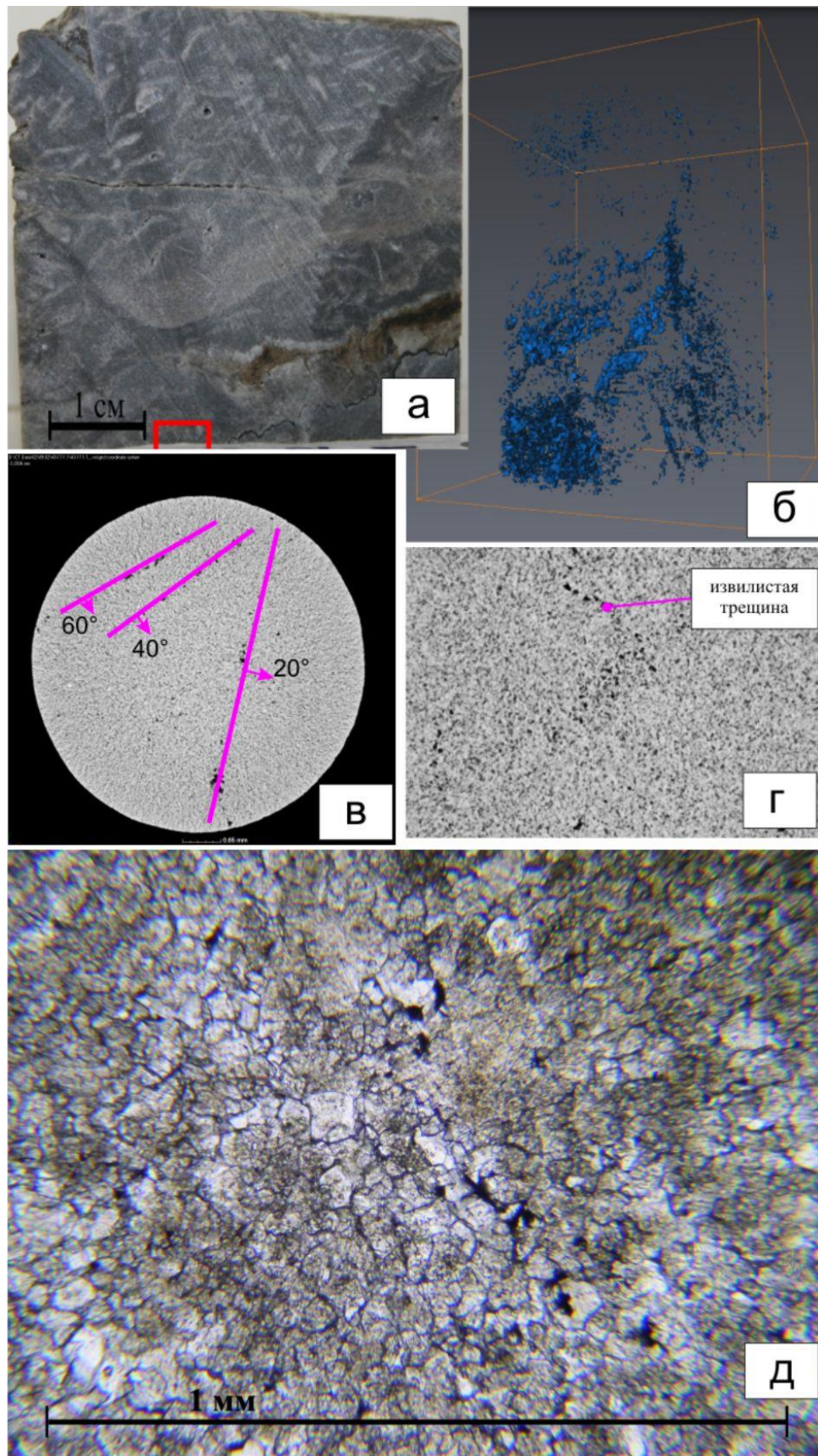


Рис. 2. Характер пустотного пространства образца первого петротипа

а – фотография ядра, красным прямоугольником обозначен участок томографического изучения; б – трехмерная модель пустотного пространства; в – горизонтальное томографическое сечение с обозначением ориентировки плоскостных трещин; г – вертикальное томографическое сечение с сигмоидальной трещиной; д – фотография шлифа.

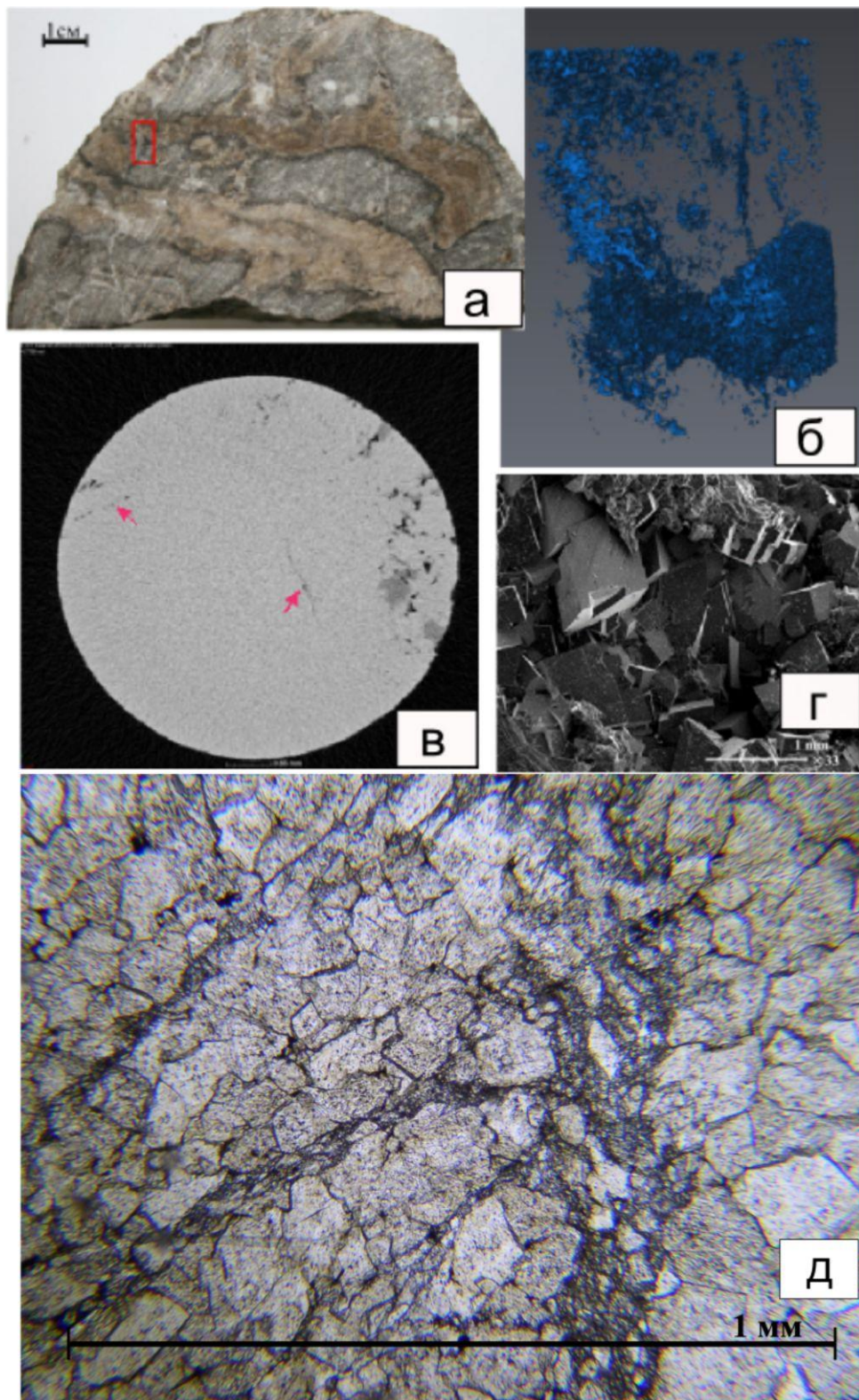


Рис. 3. Характер пустотного пространства образца второго петротипа

а – фотография ядра, красным прямоугольником обозначен участок томографического изучения; б – трехмерная модель пустотного пространства; в – горизонтальное томографическое сечение с порами выщелачивания и открытыми трещинами (отмечены стрелками); г – кристаллы доломита со следами выщелачивания; д – фотография иллитов.

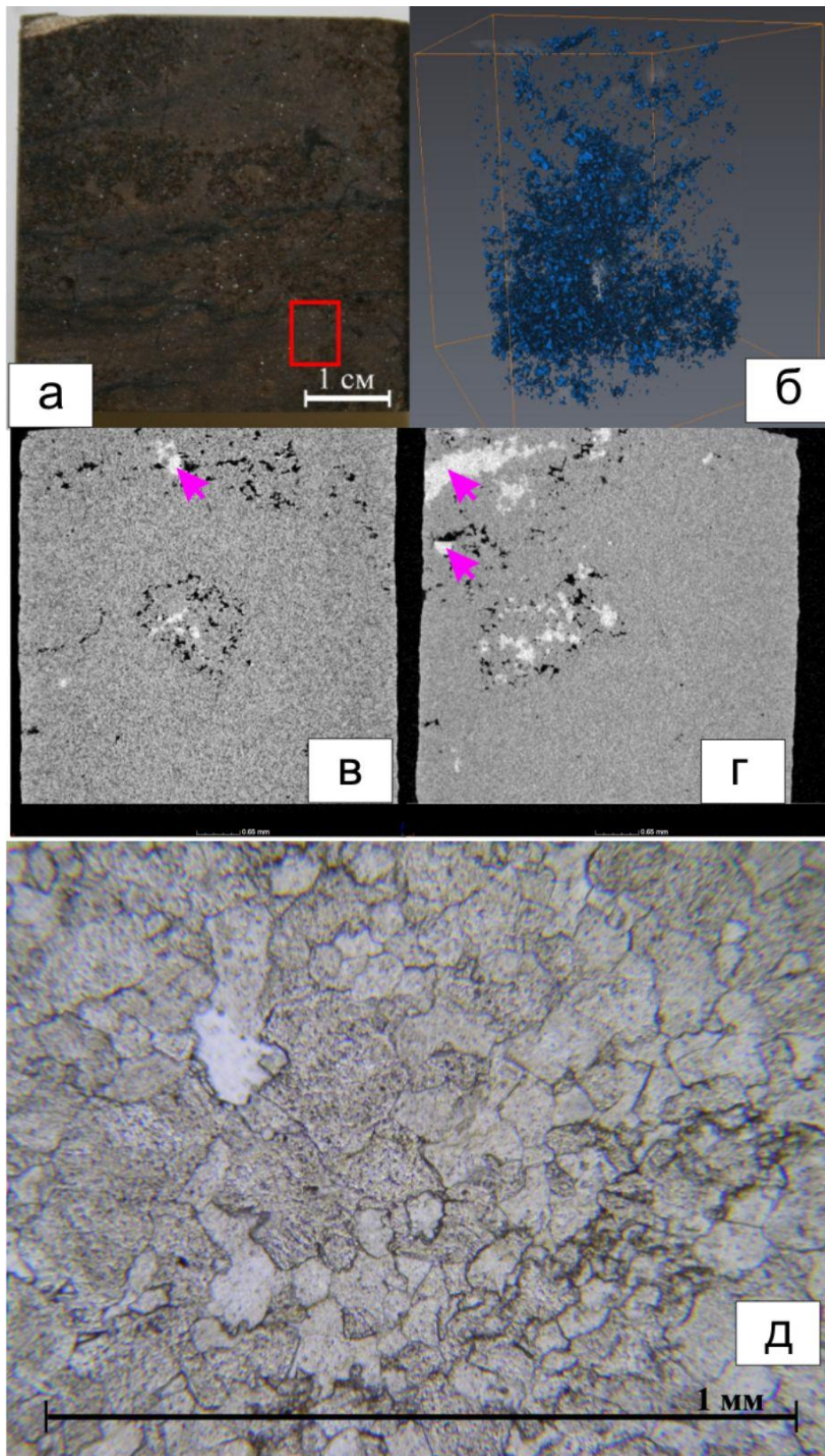


Рис. 4. Характер пустотного пространства образца третьего петротипа

a – фотография ядра, красным прямоугольником обозначен участок томографического изучения; б – трехмерная модель пустотного пространства; в, г – горизонтальное томографическое сечение с порами выщелачивания, частично заполненными гипсом (отмечен стрелками); д – фотография шлифа.

Петрофизическая характеристика

Анализ соотношения емкостных и фильтрационных свойств силурийско-девонских карбонатных пород Среднемакарихинского месторождения и скв. 2-Адакская, показал, что коллекторские свойства изменяются в широких пределах: пористость от 0,1 до 21%, проницаемость от 0,04 до 4239 мД, при средних значениях соответственно 5% и 76 мД [Данилов и др., 2011; Майдль, 1987].

Для рассматриваемых петротипов значения емкостных свойств были определены путем сканирования кернового материала на рентгеновском микротомографе (табл. 1). Следует отметить, что по результатам рентгенотомографического изучения наибольшим распространением пользуются мелкие (субкапиллярные) поры, имеющие объем менее $8 * 10^{-4}$ мм³.

Таблица 1

Морфометрические параметры порового пространства

Петротип	Возраст	Площадь	Общий объем образца, мм ³	Общая пористость, %	Количество пор в исследуемом объеме образца	Средний объем пор, мм ³
1	D _{1op}	Адакская	153,82	0,47	6572	$8,50 * 10^{-5}$
2	S _{1sd}	Адакская	156,61	3,15	14758	$2,70 * 10^{-4}$
3	S _{1l+S_{1v}}	Среднемакарихинская	155,15	1,52	9357	$2,00 * 10^{-4}$

В ходе исследований было зафиксировано совпадение наличия каверн, трещин и пор наблюдаемых на томограмах и в полноразмерных образцах. В первом петротипе зафиксировано присутствие веерообразно расположенных трещин прямолинейной направленности, ориентированных под углом к оси керна, а также наличие отдельных субвертикальных трещин извилистой (сигмоидальной) формы (рис. 2в, г). Все трещины окаймлены пустотами изометричной формы. Извилистые трещины неровные, прерывистые, имеют меньшее протяжение, чем прямолинейные. Отдельные пустоты отчетливо сообщаются между собой посредством пережимов-каналов, формируя прерывистые «цепочки» пустотных скоплений (рис. 2б). Размеры отдельных пор составляют 0,01-0,03 мм. Преобладающий объем пор – менее $1 * 10^{-4}$ мм³. Трещины и пустоты в ряде случаев взаимосвязаны друг с другом. Общая пористость, определенная рентгенотомографическим методом, составляет 0,47%.

Второй петротип более трещинно-пористый. Повышенные значения пористости, скорее всего, связаны с пустотами выщелачивания в околотрещинном пространстве (см. рис. 3б).

Проницаемые зоны, вероятно, связаны не с изолированными порами выщелачивания, а с относительно протяженными прямолинейными трещинами (см. рис. 3б, в). Эти трещины по результатам изучения на сканирующем электронном микроскопе неровные, ступенчатые, шероховатые, часто со следами выщелачивания (см. рис. 3г). В пустотах расширения трещин доломит хорошо окристаллизован. Средний объем пор в петротипе $2,70 \cdot 10^{-4}$ мм³.

Третий литотип пористый. Пустотное пространство в этом литотипе имеет ячеистую структуру, осложненную отдельными крупными (объем более 0,02 мм³) порами (см. рис. 4б, в, г). Средний объем пор $2,00 \cdot 10^{-4}$ мм³. Формирование такого распределения вторичных пустот обусловлено, вероятно, изотропным распределением первичного пустотного пространства образца (биоморфная или межформенная пустотность).

Общая пористость исследованных образцов пропорциональна среднему объему пор и их плотности в образце (см. табл. 1). Относительно высокая пористость петротипа 2 обеспечивается многочисленными крупными порами и трещинами, а низкая пористость петротипа 1 обусловлена относительно мелкими и редко расположенными пустотами.

Кроме того, по данным петрофизических исследований традиционными методами был построен график соотношения пористости и газопроницаемости по Среднемакарихинскому месторождению (рис. 5а). На этом графике просматривается достаточно явно пониженные значения проницаемости при низкой пористости. Лишь относительно небольшое количество образцов имеет высокую проницаемость. Это связано с неравномерным развитием вторичных процессов (доломитизация, трещиноватость), которые повлияли на емкостные свойства пород. Низкая и слабо связанная с пористостью проницаемость пород первого петротипа обусловлена, скорее всего, малым размером и слабой связностью пустот. Второй и третий петротипы демонстрируют более высокую пористость и проницаемость, в значительной степени за счет трещиноватости.

Сложность строения пустотного пространства демонстрирует график соотношения пористости и водонасыщенности (рис. 5б). Для первого петротипа характерно медленное снижение остаточной водонасыщенности по мере увеличения пористости. Второй и третий петротипы демонстрируют быстрое уменьшение остаточной водонасыщенности по мере увеличения пористости. На графике видно, что для первого петротипа характерна пористость меньше 10% и водонасыщенность больше 70%, что свидетельствует о том, что породы практически непроницаемы по нефти.

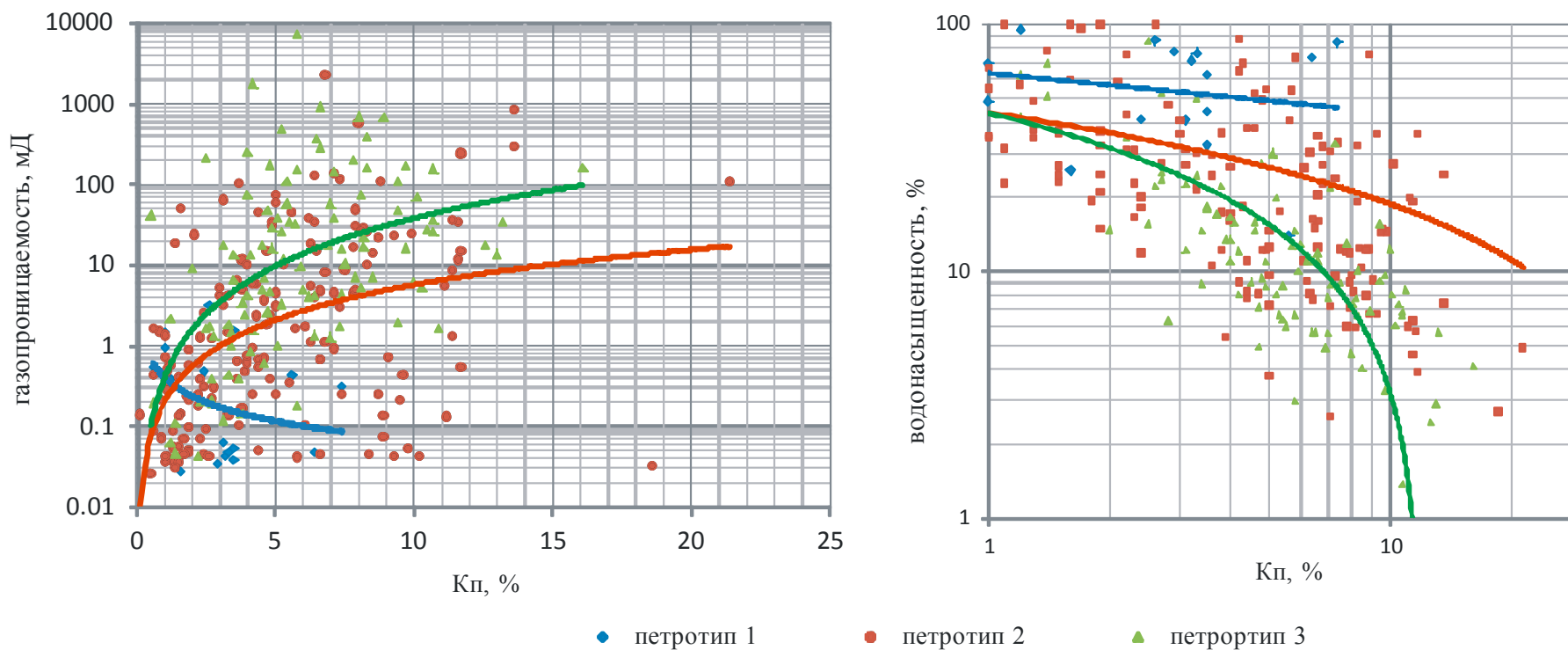


Рис. 5. Петрофизические свойства карбонатных пород силурийского возраста

А – соотношение пористости и газопроницаемости; Б – соотношение пористости и водонасыщенности.

Заключение

В результате проведенных исследований установлено:

– на строение коллекторов карбонатных отложений силурийского и раннедевонского возраста, наряду с условиями седиментации, существенное влияние оказали постседиментационные преобразования. В первую очередь речь идет о результатах воздействия процессов уплотнения, трещинообразования и вторичного минералообразования (сульфатизация, доломитизация);

– изученные образцы относятся к низкоемким коллекторам, в которых пустотное пространство представлено, главным образом, порами капиллярного и субкапиллярного размеров; во всех петротипах основной объем пустотного пространства представлен порами с объемом менее одной тысячной кубического миллиметра;

- в изученных петротипах пустотное пространство на микроуровне сформировано порами выщелачивания (преимущественно результат процессов доломитизации), а также прямолинейными и извилистыми трещинами. Поры выщелачивания имеют низкую связность и не обеспечивают формирование открытой пористости. Проницаемость пород в значительной степени обусловлена наличием субвертикальных и наклонных микротрещин, обеспечивающих связь отдельных пор выщелачивания.

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке программы УрО РАН «Закономерности размещения и условия формирования скоплений углеводорода в осадочных толщах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции» (проект № 15-18-5-21).

Литература

Галиева Е.Р., Отмас А.А. (старший), Боровинских А.П. Залежи низкопроницаемых карбонатных коллекторах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, их запасы и прогнозная ресурсная оценка // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015, – Т.10. – №4 – http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2015.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/42_2015

Данилов В.Н., Иванов В.В., Гудельман А.А., Журавлев А.В., Вишератина Н.П., Огданец Л.В., Уткина О.Л. Перспективы нефтегазоносности центральной части поднятия Чернышева по результатам геологоразведочных работ на Адакской площади // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. – №2. – http://www.ngtp.ru/rub/4/21_2011.pdf

Дедеев В.А., Запорожцева И.В. Земная кора европейского северо-востока СССР. - Л.: Наука, 1985. - 96 с.

Жемчугова В.А., Мельников С.В., Данилов В.Н. Нижний палеозой Печорского нефтегазоносного бассейна: строение, условия образования. - М.: Изд-во Академии горных

наук, 2001. - 109 с.

Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000. Уральская серия. Лист Q-40, 41 (Воркута). Карта донеогеновых образований / Под ред. Кондияйн О.А. - СПб: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 1999.

Кринури А.И. Коллекторы нефти // Нефтеносность девона востока Татарии // Изв. Казанского филиала АН СССР. – М.: Гизлегпром, 1963. - Вып. 6. – С. 3-130.

Майдль Т.В. Особенности строения карбонатных резервуаров ордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса // Труды Института геологии Коми филиала наук СССР. – 1987. – Вып. 61. – С. 17-28.

Майдль Т.В., Малышев Н.А., Чупров В.С. Особенности строения и нефтегазоносности нижнедевонских отложений Колвинского мегавала // Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений: материалы Второго Всероссийского литологического совещания и Восьмого Всероссийского симпозиума по ископаемым кораллам и рифам. - Сыктывкар, 2001. - С. 150-151.

Нефтегазоносность и геолого-геофизическая изученность Тимано-Печорской провинции: история, современность, перспективы – Ухта: Ухт.ГГУ, 1999. - 1062 с.

Патрунов Д.К. Седиментационные типы пород, обстановки осадконакопления и цикличность литорального комплекса карбонатных и карбонатно-глинистых отложений силура и нижнего девона // Силурийские и нижнедевонские отложения острова Долгого. - Свердловск: УНЦ АН СССР, 1980. - С. 27-68.

Штырляева А.А., Журавлев А.В., Герасимова А.И. Перспективы и проблемы использования компьютерной микротомографии для изучения образцов керн // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т.11. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/12/8_2016.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/8_2016

Юдин В.В. Орогенез севера Урала и Пай-Хоя. - Екатеринбург: УИФ Наука, 1994. – 285 с.

Danschikova I.I., Maydl T.V., Zhuravlev A.V.

Institute of Geology, Komi Scientific Center, Russian Academy of Sciences, Ural Branch, Syktyvkar, Russia, iidanschikova@geo.komisc.ru, maydl@geo.komisc.ru, micropalaeontology@gmail.com

Statsenko E.O.

Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia, e.statsenko@yahoo.com

Filippov V.N.

Institute of Geology, Komi Scientific Center, Russian Academy of Sciences, Ural Branch, Syktyvkar, Russia

MICROMORPHOLOGY OF THE FREE SPACES OF THE CARBONATE RESERVOIRS OF THE NORTH OF TIMAN-PECHORA BASIN

The article presents the results of studying the structure of the Middle Ordovician-Lower Devonian carbonate complex in the north of the Timan-Pechora Basin. We examined the reservoir properties of the rocks by means of X-ray tomography, scanning electron microscopy, lithological and petrophysical method. We described of the porosity of the Silurian-Devonian deposits.

Keywords: *computed microtomography, carbonate rocks, porosity, permeability, deposits of low-permeability reservoirs, Timan-Pechora Basin.*

References

Danilov V.N., Ivanov V.V., Gudelman A.A., Zhuravlev A.V., Visheratina N.P., Ogdanets L.V., Utkina O.L. *Perspektivy neftegazonosnosti tsentral'noy chasti podnyatiya Chernysheva po rezul'tatam geologorazvedochnykh rabot na Adakskoy ploshchadi* [Adak area - main results of organic matter and hydrocarbon fluids' study]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2011, vol. 6, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/21_2011.pdf

Dedeev V.A., Zaporozhtseva I.V. *Zemnaya kora evropeyskogo severo-vostoka SSSR* [Earth crust of the European north-east of USSR]. Leningrad: Nauka, 1985, 96 p.

Galieva E.R., Otmas A.A. (starshiy), Borovinskikh A.P. *Zalezhi nizkopronitsaemykh karbonatnykh kollektorakh Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii, ikh zapasy i prognoznaya resursnaya otsenka* [Deposits in low-permeability carbonate reservoirs of Timan-Pechora province - their resource and reserves assessment]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2015, vol. 10, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2015.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/42_2015

Kondiayn O.A. (ed.) *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii. Masshtab 1:1 000 000. Ural'skaya seriya. List Q-40, 41 (Vorkuta). Karta doneogenovykh obrazovaniy* [State geological map of the Russian Federation. Scale 1: 1 000 000. Ural series. Sheet Q-40, 41 (Vorkuta). Map Pre-Neogene formations], St. Petersburg: Kartograficheskaya fabrika VSEGEI, 1999.

Krinari A.I. *Kollektory nefti. Neftenosnost' devona vostoka Tatarii* [Reservoirs of oil. Petroleum potential of the Devonian of eastern Tatarstan]. *Izv. Kazanskogo filiala AN SSSR*, Moscow: Gizlegprom, 1963, vol. 6, p. 3-130.

Maydl' T.V. *Osobennosti stroeniya karbonatnykh rezervuarov ordoviksko-nizhnedevonskogo neftegazonosnogo kompleksa* [The structural features of the Ordovician-Lower Devonian petroleum carbonate reservoirs]. *Trudy Instituta geologii Komi filiala nauk SSSR*, 1987, vol. 61, p. 17-28.

Maydl' T.V., Malyshev N.A., Chuprov V.S. *Osobennosti stroeniya i neftegazonosnosti nizhnedevonskikh otlozheniy Kolvinskogo megavala. Litologiya i neftegazonosnost' karbonatnykh otlozheniy* [The structural features of carbonate reservoirs of the Ordovician-Lower Devonian oil and gas complex]. *Materialy Vtorogo Vserossiyskogo litologicheskogo soveshchaniya i Vos'mogo Vserossiyskogo simpoziuma po iskopaemym korallam i rifam*. Syktyvkar, 2001, p. 150-151.

Neftegazonosnost' i geologo-geofizicheskaya izuchennost' Timano-Pechorskoy provintsii: istoriya, sovremennost', perspektivy [Oil and gas potential and geological-geophysical exploration

activity of the Timan-Pechora Province: past, present and future]. Ukhta: Ukht. GGU, 1999, 1062 p.

Patrunov D.K. *Sedimentatsionnye tipy porod, obstanovki osadkonakopleniya i tsiklichnost' litoral'nogo kompleksa karbonatnykh i karbonatno-glinistykh otlozheniy silura i nizhnego devona* [Sediment types of rock, depositional environment and the cyclical nature of the littoral complex of carbonate and carbonate-clay sediments of the Silurian and the Lower Devonian]. Siluriyskie i nizhnedevonskie otlozheniya ostrova Dolgogo. Sverdlovsk: UNTs AN SSSR, 1980, p. 27-68.

Shtyrlyayeva A.A., Zhuravlev A.V., Gerasimova A.I. *Perspektivy i problemy ispol'zovaniya komp'yuternoy mikrotomografii dlya izucheniya obraztsov kerna* [Prospects and problems of computer microtomography using for core samples studies]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2016, vol. 11, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/12/8_2016.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/8_2016

Yudin V.V. *Orogenez severa Urala i Pay-Khoya* [Orogenesis of Northern Urals and Pay-Khoy]. Ekaterinburg: UIF Nauka, 1994, 285 p.

Zhemchugova V.A., Mel'nikov S.V., Danilov V.N. *Nizhniy paleozoy Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna: stroenie, usloviya obrazovaniya* [Lower Paleozoic of the Pechora oil basin: structure and conditions of formation]. Moscow: Izd-vo Akademii gornykh nauk, 2001, 109 p.

© Дaньщикoвa И.И., Мaйдль Т.В., Журавлев А.В., Стaценкo Е.О., Филиппoв В.Н., 2017