

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/19_2017

УДК 552.578.061.4:551.836.1(470.13)

Танинская Н.В.АО «Геологоразведка», Санкт-Петербург, Россия, tannv@yandex.ru**Кляжников Д.В.**ООО «Индженикс Груп», Москва, Россия, d.klyazhnikov@ingenix-group.ru**Грислина М.Н., Яшина В.Н., Мясникова М.А., Васильев Н.Я.**АО «Геологоразведка», Санкт-Петербург, Россия, vasilevnya@mail.ru

ВЛИЯНИЕ ПРОЦЕССОВ ЛИТОГЕНЕЗА НА ФОРМИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ В НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ КОЧМЕССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Рассматриваются условия и факторы, влияющие на формирование коллекторов в нижнепермских карбонатных отложениях Кочмесского месторождения. В результате исследований выделены основные литологические типы пород и фации на основе комплексной интерпретации керна и каротажа, установлена этапность осадконакопления в раннепермскую эпоху, определено влияние постседиментационных процессов на формирование коллекторских свойств. По результатам комплексных литолого-петрографических, петрофизических исследований определены типы коллекторов нижнепермских отложений, выявлены закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств различных генетических типов пород.

***Ключевые слова:** органогенная постройка, коллектор в карбонатных отложениях, нижняя пермь, комплексная интерпретация керна и каротажа, Кочмесское месторождение, Тимано-Печорская провинция.*

Введение

Нижнепермские карбонатные отложения повсеместно распространены в Тимано-Печорской провинции, в них открыты многочисленные месторождения углеводородов. Проблемы строения, условий формирования и нефтегазоносности нижнепермских пород-коллекторов рассмотрены в работах Р.П. Сливковой [Сливкова и др., 1975], Г.А. Иоффе [Иоффе и др., 1976], А.И. Елисеева [Елисеев, 1978], М.Х. Булач и Л.П. Гмид [Гмид, Булач, 1982; Булач, Гмид, 1985], В.Вл. Меннера [Меннер, 1989], Л.В. Галкиной [Галкина, Ермакова, 1999], Н.И. Никонова [Атлас геологических карт..., 2000; Никонов и др., 2000], В.А. Жемчуговой [Жемчугова, 2000], С.Э. Терентьева и Б.П. Богданова [Терентьев и др., 2012] и многих других исследователей.

Карбонатные отложения нижней перми на Кочмесском месторождении характеризуются резкой фациальной неоднородностью и изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). В процессе исследований проведены литофациальный анализ, реконструкция условий осадконакопления и развития постседиментационных процессов, выявлены закономерности формирования и распределения коллекторов, выполнен анализ

результатов лабораторных исследований керна.

Кочмесское месторождение расположено в Косью-Роговской впадине Предуральского краевого прогиба (рис. 1). Глубокое бурение на Кочмесской структуре начато в 1966 г. и направлено на изучение отложений карбона и девона. В 1970-е гг. изучаемая площадь введена в поисковое бурение на палеозойские отложения со вскрытием силура. Первые притоки нефти получены из артинских отложений нижней перми [Терентьев и др., 2012]. Исследуемые нижнепермские карбонатные отложения на Кочмесском месторождении залегают в интервале глубин 1293-2072 м, их вскрытая мощность составляет 779 м. Они представлены тремя ярусами: ассельским, сакмарским и артинским. На месторождении пробурено 16 поисково-разведочных скважин. Общая проходка с отбором керна из интервалов указанных отложений по пробуренным скважинам составила 290 м, 40 м и 625 м, вынос керна от проходки составил 58%, 85% и 70% соответственно.

Отложения ассельского яруса в нижней части сложены известняками сгустково-комковатыми, органогенно-водорослевыми, сменяющимися по разрезу преимущественно биогермными известняками водорослево-мшанково-криноидными и серпулидо-тубифитесовыми. Сакмарский ярус представлен переслаиванием известняков криноидно-мшанковых и органогенно-детритовых, интенсивно окремненных. Отложения артинского яруса в нижней части сложены кремнисто-карбонатными породами, верхняя часть представлена карбонатно-терригенными породами.

Методика исследований

В представленной работе использованы методические приемы расчленения карбонатного разреза и интерпретации карбонатных фаций и органогенных построек на основе анализа керновых данных и сопоставления их с параметрами ГИС [Танинская и др., 2015; Кляжников, Федорова, 2016; Шиманский и др., 2016].

На основе седиментологического и литолого-петрографического изучения керна и фациальной интерпретации радиоактивного каротажа осуществляется расчленение и корреляция карбонатной толщи, определяется цикличность, выделяются фации (рис. 2). Литолого-фациальные типы карбонатных пород выделены по результатам исследований керна, а также с использованием нормированных показаний кривых гамма-каротажа ($\Delta ГК$) и данных по нерастворимому остатку. При определении литофаций в карбонатном интервале разреза скважин, пройденном без отбора керна, использованы следующие критерии выделения по кривой $\Delta ГК$: преимущественно карбонатной ($\Delta ГК < 0,15$ у.е.), преимущественно глинистой ($\Delta ГК > 0,4$ у.е.) и глинисто-карбонатной ($\Delta ГК$ – от 0,15 до 0,4 у.е.) части разреза.

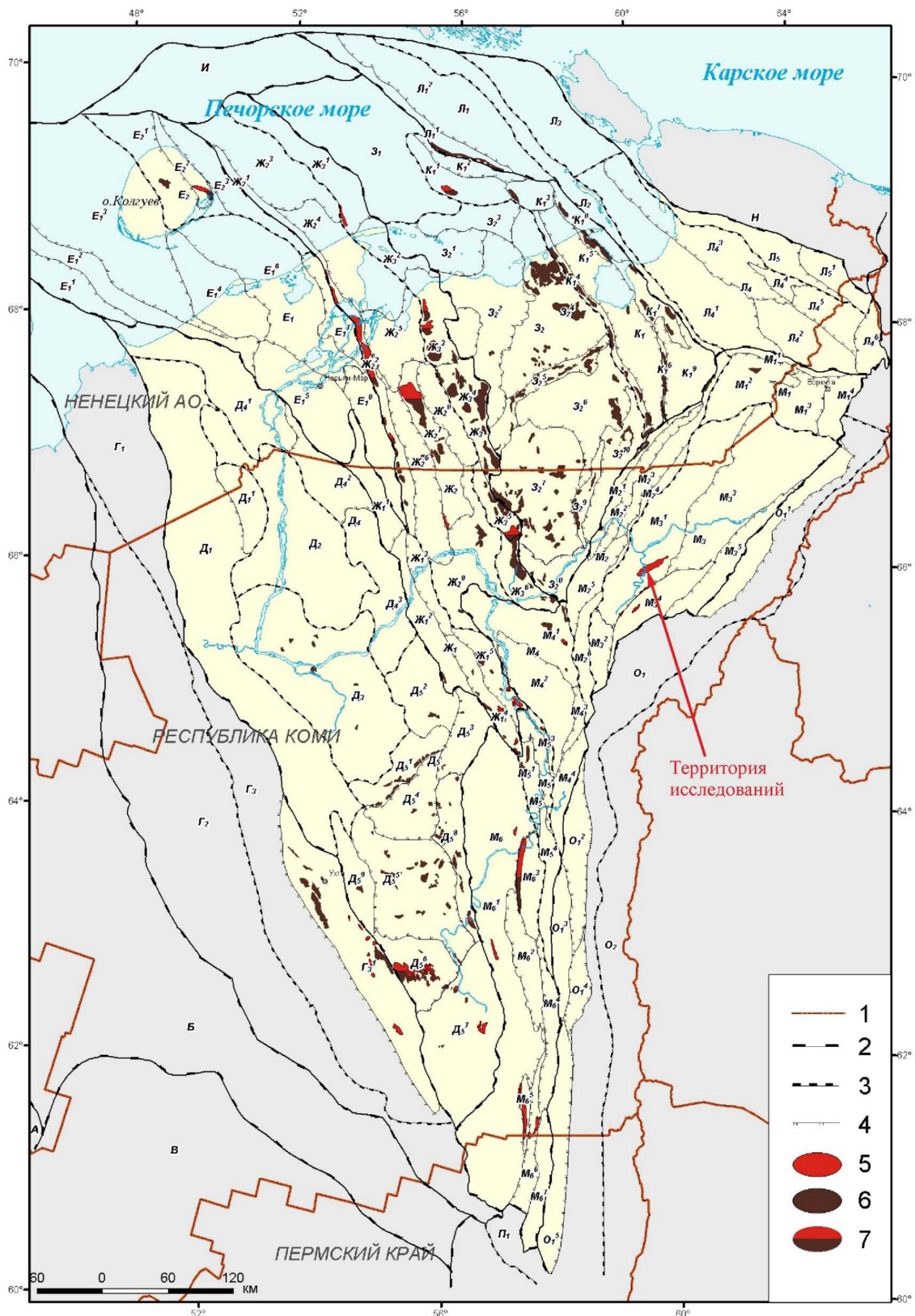


Рис. 1. Схема нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Прищепа и др., 2011]

1 - административные границы, 2-4 - границы нефтегазогеологического районирования: 2 - Тимано-Печорская НГП, 3 - НГО, 4 - НГР, 5-7 - месторождения: 5 - газовые, 6 - нефтяные, 7 - смешанного состава. Элементы нефтегазогеологического районирования: 1 - ТИМАНСКАЯ НГО, 1-1 - Ухта-Ижемский НГР, 2 - ИЖМА-ПЕЧОРСКАЯ НГО, 2-1 - Тобышско-Нерийский НГР; 2-2 - Нижнеижемский НГР, 2-3 - Седуяхинско-Кипиевский НГР, 2-4 - Верхнелыжско-Лемъюский НГР, 2-5 - Велью-Тэбукский НГР, 2-6 - Омра-Сойвинский НГР, 2-7 - Джебольский НГР, 2-8 - Мичаю-Пашинский НГР, 3 - МАЛОЗЕМЕЛЬСКО-КОЛГУЕВСКАЯ НГО; 3-1 - Западно-Колгуевский НГР, 3-2 - Наръян-Марский НГР, 3-3 - Восточно-Колгуевский НГР, 4 - ПЕЧОРО-КОЛВИНСКАЯ НГО, 4-1 - Мутноматериово-Лебединский НГР, 4-2 - Кыртаельско-Печорогородский НГР, 4-3 - Западно-Колоколморский НГР, 4-4 - Шапкина-Юрьяхинский НГР, 4-5 - Восточно-Колоколморский НГР, 4-6 - Носовой НГР, 4-7 - Лайско-Лодминский НГР, 4-8 - Поморский НГР, 4-9 - Ярейюский НГР, 4-10 - Харьяга-Усинский НГР, 5 - ВОСТОЧНО-ПОМОРСКАЯ НГО, 6 - ХОРЕЙВЕРСКАЯ НГО, 6-1 - Чернореченский НГР, 6-2 - Паханчешский НГР, 6-3 - Колвависовский НГР, 7 - ВАРАНДЕЙ-АДЗЬВИНСКАЯ НГО, 7-1 - Гуляевско-Приразломный НГР, 7-2 - Сорокинский НГР, 7-3 - Сарембой-Леккейягинский НГР, 8 - ПРИПАЙХОЙСКО-ПРИЮЖНОНОВОЗЕМЕЛЬСКАЯ НГО, 8-1 - Долгинско-Папанинский НГР, 8-2 - Приновоземельский НГР, 8-3 - Ващуткина-Талотинский НГР, 8-4 - Русановский НГР, 8-5 - Кортаихинский НГР, 8-6 - Васьягинский НГР, 9 - СЕВЕРО-ПРЕДУРАЛЬСКАЯ НГО, 9-1 - Воркутский НГР, 9-2 - Хоседаюско-Воргамустюрский НГР; 9-3 - Кочмесский НГР; 9-4 - Интинско-Лемвинский НГР, 9-5 - Большесынинский НГР; 9-6 - Среднепечорский НГР, 9-7 - Верхнепечорский НГР, 9-8 - Вуктыльский НГР, 9-9 - Куръинско-Латраковский НГР, 10 - ЗАПАДНО-УРАЛЬСКАЯ ПГО, 10-1 - Восточно-Лемвинский ПГР, 10-2 - Шугорско-Кырташорский ПГР, 10-3 - Печоро-Сытучинский ПГР, 11 - СЕВЕРО-ПЕЧОРОМОРСКАЯ ПНГО.

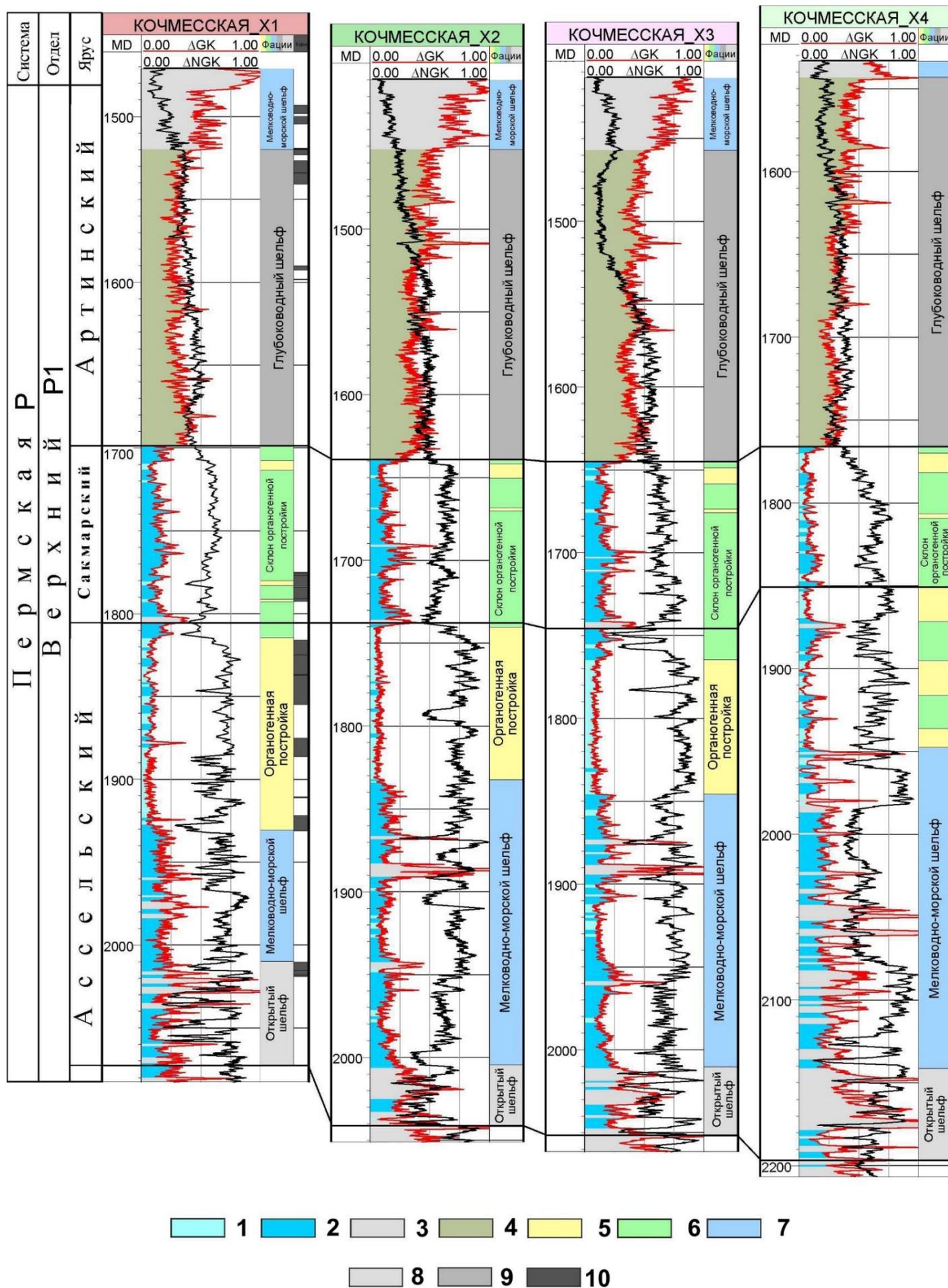


Рис. 2. Схема корреляции нижнепермских отложений Кочмесского месторождения Тимано-Печорской провинции
 1 - более карбонатные, 2 - карбонатные и карбонатно-глинистые, 3 - глинистые, 4 - кремнисто-карбонатные; фации: 5 - органогенная постройка, 6 - склон постройки, 7 - мелководно-морской шельф, 8 - открытый шельф, 9 - глубоководный шельф; 10 – интервалы отбора керна.

Фации органогенных построек характеризуются низким содержанием нерастворимого глинистого остатка (0,5%, реже до 1,5-2%), что четко фиксируется на кривых гамма-каротажа (ГК). Поэтому выделение органогенных построек в разрезах скважин, не охарактеризованных керном, представляется возможным на основе анализа нормированной кривой ΔГК и ее зависимости от фактических значений нерастворимого остатка, полученных аналитическим путем. Содержание нерастворимого глинистого остатка менее 0,5% соответствует значениям кривой ΔГК менее 0,15 у.е. Породы фации склона органогенной постройки, в большей своей массе, также характеризуется низкими содержаниями нерастворимого глинистого остатка (до 2-5% ~ ΔГК менее 0,25 у.е.), но при этом могут включать и достаточно глинистые прослои, что отражается на кривых ГК в виде пилообразных пиков со значениями ΔГК не более 0,4 у.е. Преимущественно глинистый интервал изученного разреза (ΔГК - более 0,35 у.е.) интерпретировался как обстановка глубоководного шельфа, смешанный глинисто-карбонатный и карбонатно-глинистый (ΔГК - от 0,25 до 0,4 у.е.) - как фация открытого шельфа.

Литологические типы пород определены с использованием структурно-генетической классификации карбонатных пород по R.J. Dunham [Dunham, 1962], которая является практически общепринятой в большинстве международных изданий.

В основу выделения фаций положены результаты изучения керна по базовой скважине, в которой выполнен расширенный комплекс аналитических исследований. Проходка с отбором керна в данной скважине из интервалов ассельских, сакмарских и артинских отложений составила 70 м, 18 м и 37 м, при его выносе 100%, 100% и 60% соответственно.

В работе использованы результаты петрофизических исследований керна, выполненные в ОАО НПЦ «Тверьгеофизика» (А.Ф. Боярчук, А.Н. Никитин с соисполнителями, 2012 г.). Комплекс проведенных исследований включал: определение ФЕС пород на стандартных и полноразмерных образцах керна, карбонатный анализ, определение минералогического состава пород рентгено-дифрактометрическим методом (рентгенофазовый анализ), оценку каверновой ёмкости методом анализа видеоизображений, количественную оценку макротрещиноватости на колонке керна, определение ёмкости трещин на кубических образцах путём пропитки их в люминофоре и др.

Определение параметров трещиноватости (плотности трещин, трещинной проницаемости) нижнепермских карбонатных отложений проведено по методике больших шлифов, разработанной во ВНИГРИ под руководством профессора Е.М. Смехова и М.Х. Булач [Методика изучения..., 1969; Методические рекомендации..., 1989].

Фациальные условия осадконакопления нижнепермских отложений Кочмесского месторождения

Конец позднего карбона и начало ранней перми охарактеризовались активным развитием Палеоуральского орогена и образованием двух зон: западной области бассейна с карбонатным и рифогенным осадконакоплением и восточной, где накапливались глинисто-карбонатные относительно глубоководные илы [Меннер, 1989; Галкина, Ермакова, 1999; Жемчугова, 2000].

В начале **ассельского** века на территории Тимано-Печорской плиты отмечается обширная трансгрессия [Никонов и др., 2000], в результате которой на изученном месторождении в нижней части разреза накапливались фации открытого шельфа, представленные тонкозернистыми иловыми или сгустково-комковатыми известняками темно-серого цвета со структурой мад-вакстоун с прослоями аргиллитов до 0,1-4 м. Детрит и целые остатки кодиевых, мутовчатых водорослей, шамовелл, фораминифер, криноидей, мшанок и остракод неравномерно распределены в породе и составляют 15-20%. В породах отмечаются многочисленные стилолиты, реже трещины, открытые и минерализованные.

На приподнятых участках дна морского бассейна в раннеассельское время создаются благоприятные условия для интенсивной биопродуктивности водорослей, шамовелл, мшанок и криноидей. На Кочмесском месторождении начинает формироваться органогенная постройка, по типу скелетных холмов, широко развитых и детально исследованных А.И. Антошкиной [Антошкина, 2003] и Е.С. Пономаренко [Пономаренко, 2010] в рифогенных нижнепермских отложениях Северного Урала. Е.С. Пономаренко [Пономаренко, 2010] выявлены следующие стадии формирования скелетных холмов в нижней перми: стабилизации, колонизации и деструкции, которые можно выделить и на изучаемом месторождении (рис. 3).

Нижняя часть органогенной постройки на стадии стабилизации представлена светло-серыми известняками со структурой вак-пакстоун, сгустково-комковатыми с остатками мшанок, криноидей, остракод, брахиопод и крупных фузулинид (рис. 4). Шамовеллы, мутовчатые и кодиевые водоросли и цианобактерии, вероятно, связывали и закрепляли осадок [Пономаренко, 2010]. Реже отмечаются прослои до 0,6 м известняков мшанково-криноидных со структурой грейнстоун и баундстоун с узорчатой текстурой.

Стадия колонизации начинается с развития биогермных мшанковых и криноидно-тубифитесово-мшанковых известняков с крустификационным цементом и структурой баундстоун. Вверх по разрезу преобладают известняки органогенные водорослево-фораминиферо-мшанково-криноидные со структурой баундстоун, прослоями интенсивно трещиноватые и битуминозные (рис. 5).

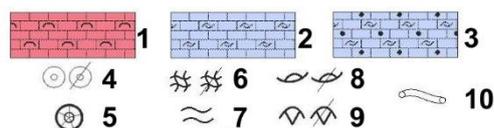
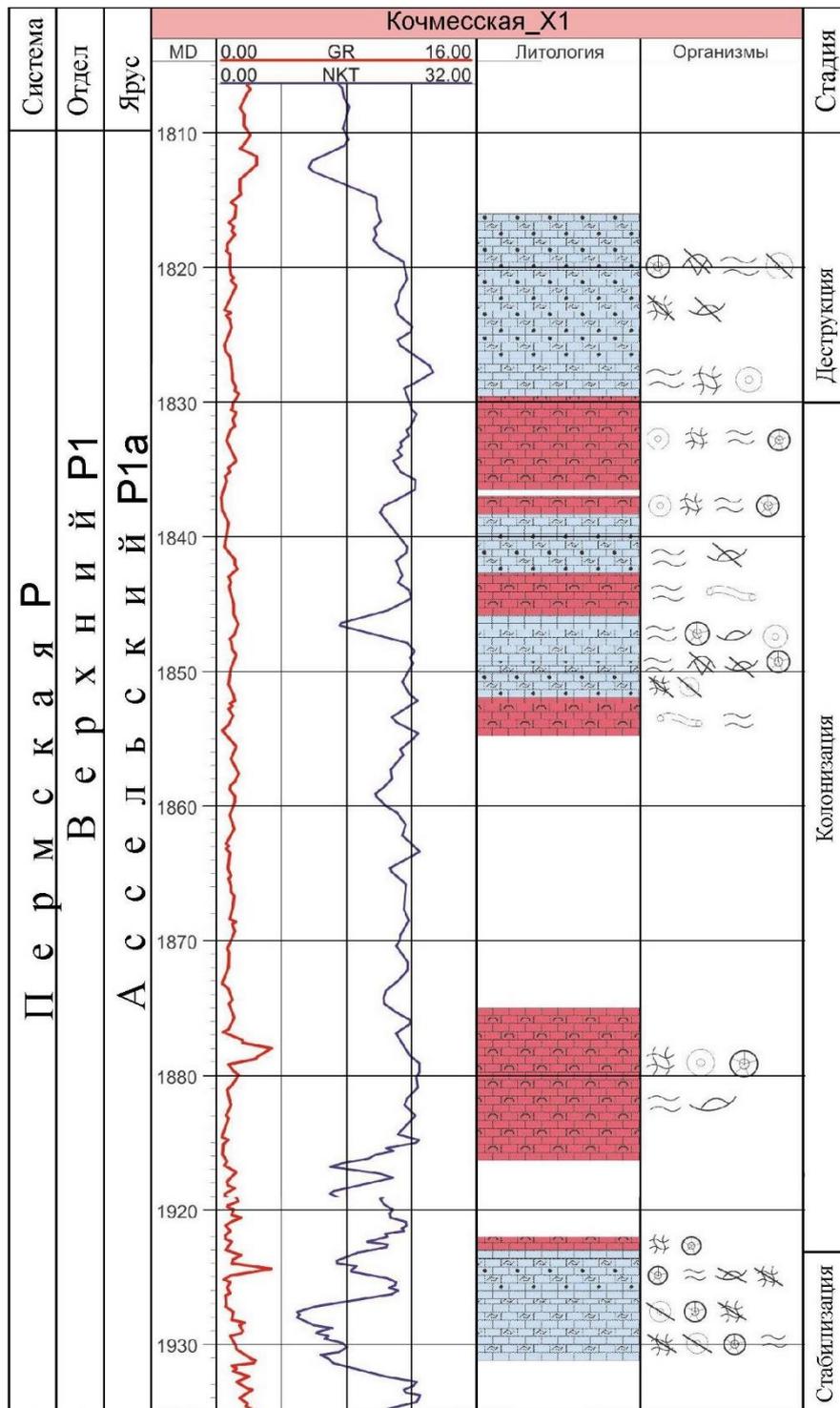


Рис. 3. Седиментологическая колонка по скв. Кочмеская X1 (масштаб 1:500)

Породы: 1 – известняк органогенный, 2 – известняк органогенно-детритовый, 3 – известняк сгустково-комковатый с органическим детритом; органические остатки: 4 – криноидеи, детрит криноидей, 5 – фораминиферы, 6 – мианки, детрит мианок, 7 – водоросли, 8 – остракоды целые, створки и детрит, 9 – брахиоподы целые, створки и детрит, 10 – серпулы.



а



б

Рис. 4. Фотографии известняка сгустково-комковатого стилолитизированного со структурой вакстоун

а - фотография ядра, б - микрофотография шлифа, николи II.



а



б

Рис. 5. Фотографии известняка водорослево-фораминиферо-криноидно-мшанкового со структурой баундстоун

а - фотография ядра, б - микрофотография шлифа, николи II.

В конце стадии колонизации отмечаются известняки серпулидово-тубифитесовые с кристификационным цементом и структурой баундстоун (рис. 6). В межкаркасном пространстве встречены серпулы, губки, брахиоподы, остракоды, фораминиферы. Известняки пористые, доломитизированные, битуминозные, прослоями интенсивно трещиноватые. Выше по разрезу накапливаются сгустково-комковатые, иловые и водорослевые известняки с обломками и детритом мшанок, криноидей, микрокодий,

остракод, брахиопод, аммонитов, губок и фораминифер со структурой пак-грейнстоун (рис. 7), что свидетельствует о сокращении роста постройки в стадию деструкции. Микрокодиевые водоросли указывают на возможно субаэральные условия осадконакопления. Кровля сложена известняками сгустково-комковатыми пористо-кавернозными, с кавернами размером до 4 мм. По данным радиоактивного каротажа мощность органической постройки составляет 115 м.

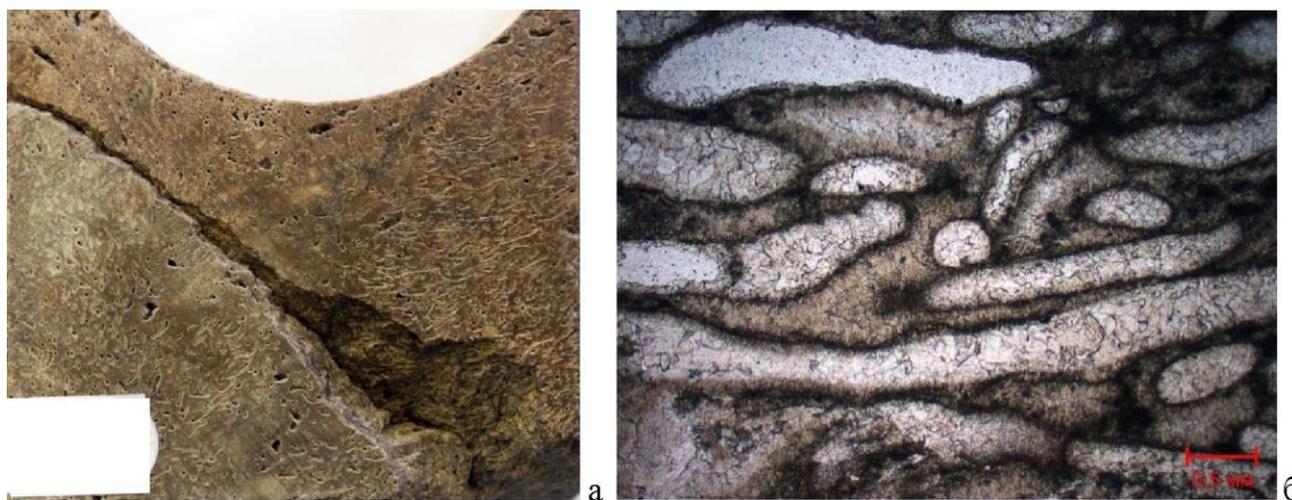


Рис. 6. Фотографии известняка серпулового пористого, трещиноватого, битуминозного со структурой баундстоун
а - фотография керна, б - микрофотография шлифа, николи II.



Рис. 7. Фотографии известняка сгустково-комковатого водорослевого с криноидеями, фораминиферами, брахиоподами, трещиноватого, битуминозного со структурой пак-грейнстоун
а - фотография керна, б - микрофотография шлифа, николи II.

Сакмарский век

В сакмарском веке на Кочмесском месторождении продолжает развиваться органогенная постройка, керном охарактеризована ее склоновая часть. Фации склона представлены известняками светло-серыми органогенно-детритовыми и криноидно-мшанковыми со структурами грейнстоун, грейн-баундстоун и баунд-грейнстоун (рис. 8) с прослоями известняка серого и темно-серого органогенно-детритового, местами окремненного, с частыми глинистыми и кремнисто-глинистыми слойками с детритом мшанок, криноидей, кремневых спикул губок, фузулинид, и брахиопод, со структурой грейн-пакстоун. Толщина прослоев - от 0,2 м до 1,5-2,0 м, наиболее частые прослои толщиной 0,4-0,6 м.



Рис. 8. Фотографии известняка светло-серого органогенно-детритового (мшанково-фораминиферо-криноидный, со створками брахиопод), со структурой грейнстоун с частыми прожилками растворения и стилолитовыми швами
а - фотография керна, б - микрофотография шлифа, николи II.

Артинский век

Карбонатная седиментация в начале артинского века постепенно сменилась карбонатно-глинистой [Галкина, Ермакова, 1999]. В условиях глубоководной депрессионной впадины сформировались отложения нижней части артинского яруса. Здесь накапливались глинисто-терригенно-карбонатные, кремнисто-терригенно-карбонатные породы с тонкими линзовидными прослоями глины, со структурой мадстоун, вак-мадстоун и пак-грейнстоун со скелетными остатками (10-80%) кремневых и известковых спикул губок, криноидей, мшанок, золотистых водорослей (кокколитофорид), остракод, брахиопод, фораминифер,

трилобитов, с алевритовой примесью (3-40%) (рис. 9).



Рис. 9. Фотографии кремнисто-карбонатной породы (спикулово-криноидно-мшанковой) со структурой пак-грейнстоун, с волнистой текстурой, с криноидеями, остракодами, трилобитами а - фотография ядра, б - микрофотография шифа, николи II.

Во второй половине артинского века произошла крупная регрессия, в результате которой усилился привнос терригенного материала с Палеоуральского орогена [Меннер, 1989]. Верхняя часть артинских отложений накапливалась в условиях обмелевшей глубоководной впадины в результате ее компенсации обломочным терригенным материалом. Преобладают смешанные карбонатно-глинисто-терригенные породы с линзовидно-волнистой слоистостью, со структурой мадстоун, с остатками известковых спикул губок, иногда окремненных, редких криноидей, двустворок, брахиопод, остракод, мшанок, фораминиферы, с алевритовой примесью (5-50%) (рис. 10). Это отложения прибрежной части мелководного морского шельфа с терригенно-карбонатным осадконакоплением.

Фильтрационно-емкостные свойства генетических групп нижнепермских отложений

Фации открытого шельфа установлены в начале ассельского времени и представлены тонкозернистыми иловыми или сгустково-комковатыми известняками темно-серого цвета со структурой мад-вакстоун, с редкими прослоями мшанково-криноидных известняков и тонкими прослоями аргиллитов. По результатам петрофизических исследований проницаемость (Кпр) этих пород изменяется в пределах 0,002-3,338 мД при открытой

пористости (Кп) 0,217-6,065%. Вторичные поры и каверны выщелачивания отмечаются по органическим остаткам и трещинам, размер пор варьирует от 0,01 мм до 0,5-1,5 мм. Открытые микротрещины протяженные слабо извилистые горизонтальные и наклонные. Плотность открытых микротрещин по шлифам составляет 23,6–47,1 1/м. Трещинная проницаемость по шлифам колеблется от 1,2 до 5,472 мД. По керну отмечается интенсивная трещиноватость по напластованию, макротрещины неправильной формы изогнутые, извилистые. Плотность (Тмт) макротрещин изменяется от 2 до 12,4 1/м. Тип коллектора порово-трещинный. **VI класс карбонатного коллектора** по классификации К.И. Багринцевой [Багринцева, 1999].

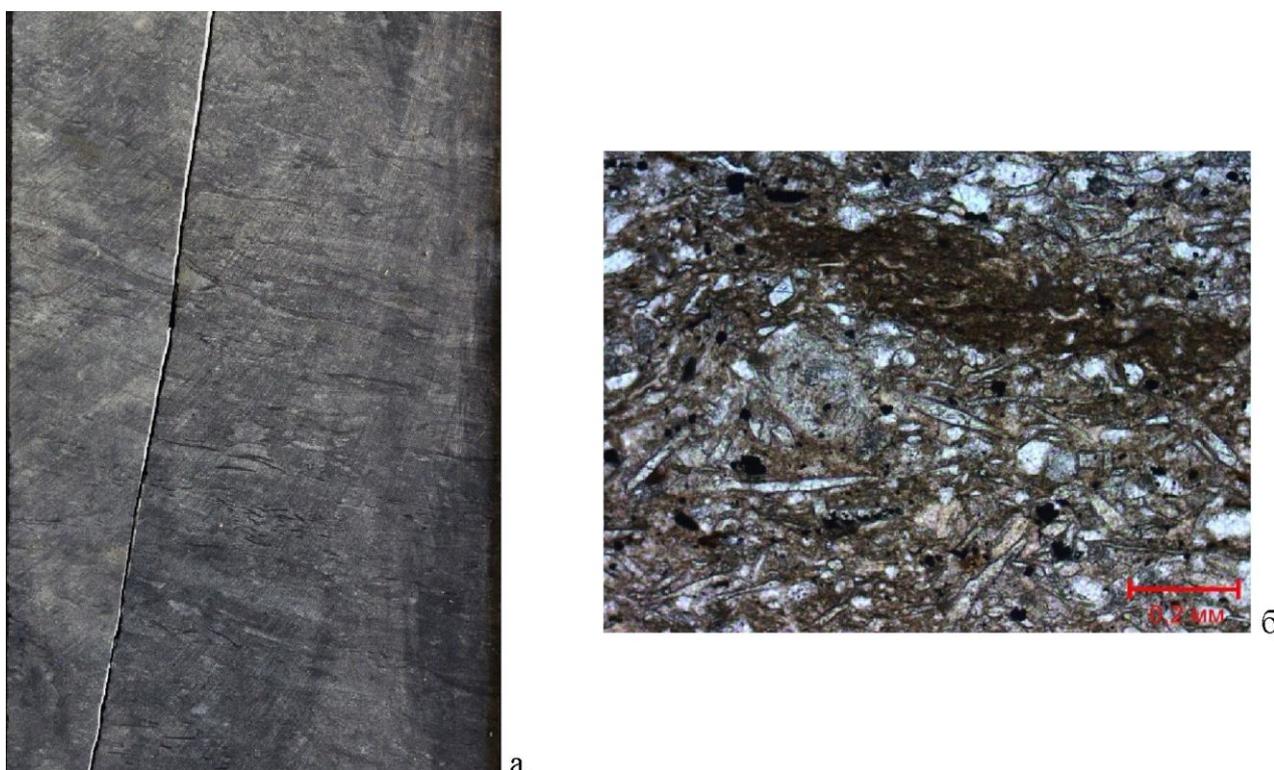


Рис. 10. Фотографии темно-серой карбонатно-терригенной породы смешанного состава со структурой мадстоун, с текстурой биотурбации (*Helminthopsis*, *Phycosiphon*), с линзами и стяжениями пирита, с детритом криноидей, фораминифер, брахипод, двустворок, спикулами губок, с вертикальными трещинами

а - фотография керна, б - микрофотография шлифа, николи II.

Органогенная постройка ассельского возраста сложена биогермными мшанковыми и криноидно-тубифитесово-мшанковыми, водорослево-фораминиферо-мшанково-криноидными и серпулидово-тубифитесовыми известняками со структурой баундстоун, прослоями интенсивно трещиноватыми и битуминозными. Проницаемость пород изменяется в широких пределах – 0,003-20,245 мД при открытой пористости 0,01-9,767%. По данным определений в шлифах открытая пористость составляет 7-20%. Отмечаются вторичные поры

и каверны выщелачивания по органогенным остаткам фораминифер, мшанок, серпул, водорослей, размером от 0,17 до 2,5 мм. Поры также приурочены к открытым трещинам, стилолитам, к участкам перекристаллизации. В шлифах встречаются открытые параллельные, короткие трещины, соединяющие вторичные поры выщелачивания. Плотность открытых микротрещин по шлифам составляет 0–108,6 1/м. Минерализованные трещины выполнены мелкозернистым кальцитом. Трещинная проницаемость колеблется в пределах 0,14–15,39 мД. По керну отмечаются вертикальные макротрещины, часто со следами миграции нефти. Плотность (Тмт) макротрещин изменяется от 2,5 до 29,3 1/м. Тип коллектора каверново-поровый и порово-трещинный. **VI класс карбонатного коллектора** по классификации К.И. Багринцевой [Багринцева, 1999].

Фации склоновой части органогенной постройки выделяются в отложениях сакмарского яруса нижней перми и сложены переслаиванием известняка светло-серого органогенно-детритового и органогенного криноидно-мшанкового со структурами грейнстоун, грейн-баундстоун и баунд-грейнстоун. Проницаемость пород изменяется от 0,007 до 65,081 мД при открытой пористости 0,057–2,141%. Открытые поры в шлифах, размером 0,01–0,1 мм, составляют 2–10%. Открытые трещины хаотические, разветвляющиеся, реже горизонтальные. Плотность открытых микротрещин по шлифам составляет 2,6–88,8 1/м. Трещинная проницаемость по шлифам - до 0,03–8,1 мД. По керну отмечаются преимущественно горизонтальные макротрещины. Плотность (Тмт) макротрещин изменяется от 1,2 до 4,3 1/м. Тип коллектора порово-трещинный. **VI класс карбонатного коллектора** по классификации К.И. Багринцевой [Багринцева, 1999].

Глубоководный шельф определен в отложениях нижней части артинского яруса и представлен глинисто-терригенно-карбонатными, кремнисто-терригенно-карбонатными породами со структурой мадстоун, вак-мадстоун. Проницаемость глинисто-терригенно-карбонатных пород, реже кремнисто-терригенно-карбонатных изменяется в пределах 0,004–4,609 мД при открытой пористости до 0,155–3,94%. Открытые поры мелкие субкапиллярные, от 0,01 до 0,1 мм, по данным определений в шлифах составляют 3–5%. Открытые микротрещины в шлифах отсутствуют. По керну отмечаются вертикальные трещины со следами нефти на стенках. Плотность (Тмт) макротрещин изменяется от 0 до 12,7 1/м. Тип коллектора поровый и порово-трещинный. **VI класс карбонатного коллектора** по классификации К.И. Багринцевой [Багринцева, 1999].

Исследования М.Х. Булач и Л.П. Гмид [Гмид, Булач, 1982; Булач, Гмид, 1985], проведенные в отложениях артинского яруса нижней перми вала Сорокина методами ртутной порометрии и электронной микроскопии, показали, что коллектор в карбонатно-кремнистых породах является низкопоровым. Ими доказано, что основными путями

фильтрации являлись субкапиллярные сообщающиеся поры, размером в один микрон и более, а редкие единичные тупиковые трещины играли незначительную роль в этом процессе.

Мелководно-морской шельф с терригенно-карбонатным осадконакоплением выделяется в конце артинского века и представлен карбонатно-глинисто-терригенными породами со структурой мадстоун с остатками спикул губок, двустворок, брахиопод, остракод, мшанок, фораминифер, с алевритовой примесью (5-50%). Проницаемость кремнисто-карбонатных алевритистых пород, реже кремнисто-терригенно-карбонатных изменяется в пределах 0,004-21,134 мД при открытой пористости до 0,16-2,19%. Открытые микротрещины в шлифах отсутствуют. По керну отмечаются преимущественно вертикальные трещины. Плотность ($\Gamma_{\text{мт}}$) макротрещин изменяется от 0,6 до 4,8 1/м. Тип коллектора поровый и порово-трещинный. **VI класс карбонатного коллектора** по классификации К.И. Багринцевой [Багринцева, 1999].

На рис. 11 приведены гистограммы распределения открытой пористости (по газу) и абсолютной газопроницаемости для выделенных фаций: открытого шельфа, органогенной постройки, склоновой части органогенной постройки, глубоководного и мелководно-морского шельфа.

Сопоставление открытой пористости и абсолютной газопроницаемости образцов различных генетических типов нижнепермских отложений приведено на рис. 12. В поле графика нанесены результаты определений ФЕС на стандартных ($D = 30$ мм) и полноразмерных ($D = 80$ мм) образцах керна. Как видно из рис. 12, зависимость между K_p и $K_{\text{пр}}$ не наблюдается, что является характерным для низкопоровых карбонатных отложений. В поле графика можно условно выделить несколько областей. Для области 1 проницаемость $K_{\text{пр}}$ не превышает 0,1 мД, открытая пористость изменяется в достаточно широком диапазоне – от 0 до 7,3%. Повышенные значения пористости некоторых образцов ($K_p > 4\%$), присущие в основном фациям органогенной постройки и открытого шельфа, объясняются наличием тонких неэффективных субкапиллярных пор в монолитной низкопроницаемой матрице известняков. Область 2 типична для трещиноватых карбонатных пород ($K_p < 2\%$), проницаемость которых обусловлена хорошо взаимосвязанными открытыми микротрещинами различного направления, а ёмкость – совокупностью микропор и самих трещин. Проницаемость этой группы пород достигает наиболее высоких значений ($K_{\text{пр}}$ до 100 мД). В отдельную область (2а) обособляются некоторые образцы, характеризующиеся значениями K_p от 2 до 4%, при $K_{\text{пр}}$ от 5 до 40 мД. По всей видимости, увеличение ёмкости этих пород связано с вторичными порами выщелачивания, а проницаемость обеспечивается за счет соединяющих их открытых трещин.

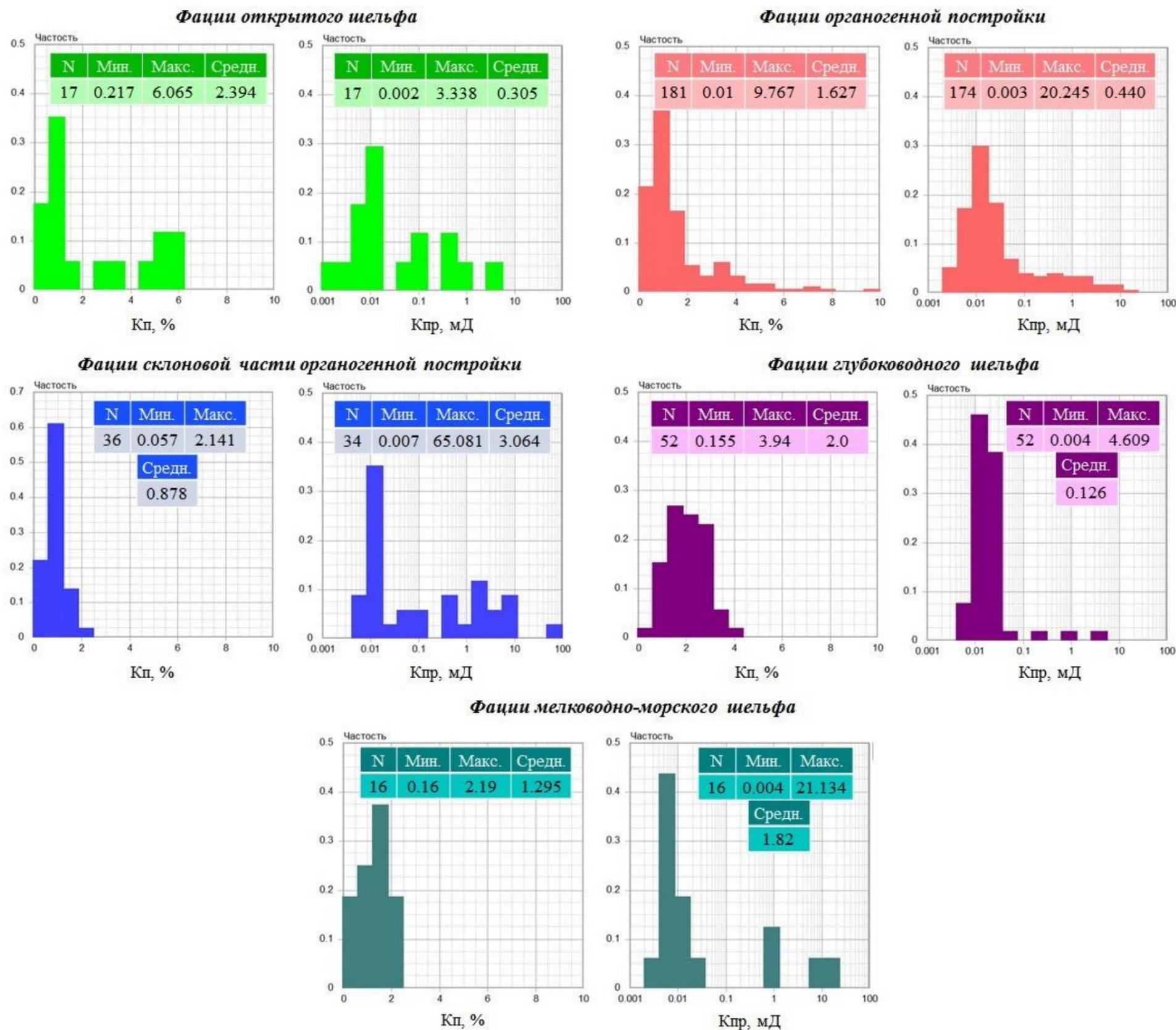


Рис. 11. Гистограммы распределения открытой пористости и абсолютной газопрооницаемости для различных генетических групп нижнепермских отложений

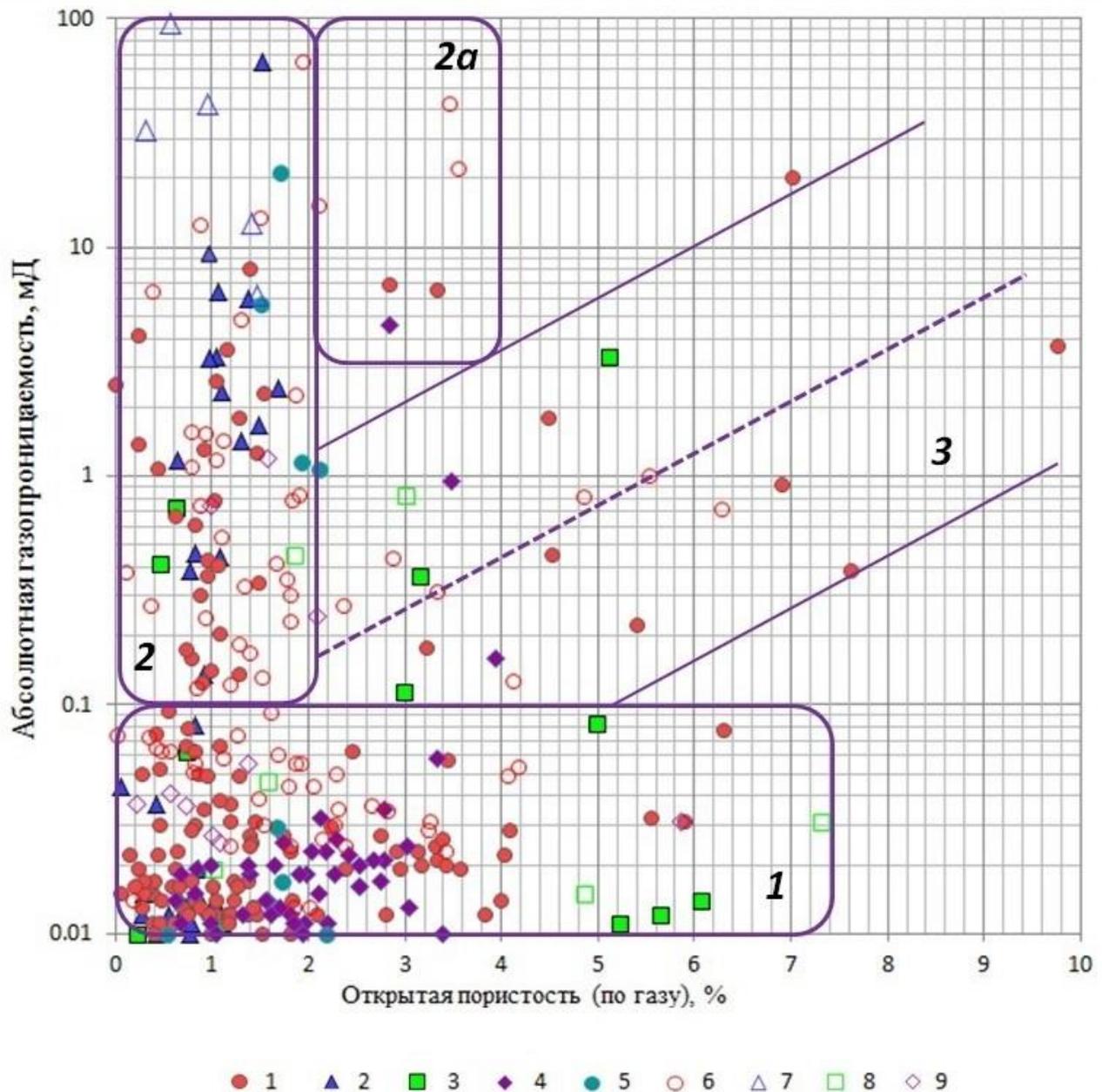


Рис. 12. График сопоставления открытой проницаемости и абсолютной газопроницаемости, определённых на стандартных и полноразмерных образцах различных генетических типов пород

1 – фации органогенной постройки, 2 – фации склоновой части органогенной постройки, 3 - фации открытого шельфа, 4 – фации глубоководного шельфа, 5 – фации мелководно-морского шельфа, 6 - фации органогенной постройки (полноразмерный образец), 7 - фации склоновой части органогенной постройки (полноразмерный образец), 8 - фации открытого шельфа (полноразмерный образец), 9 – фации глубоководного шельфа (полноразмерный образец).

Цифрами 1, 2, 2а и 3 обозначены области с различающимися значениями определений ФЕС (см. по тексту на стр. 14 и 16).

Для образцов пород первой и второй групп характерно отсутствие связи между параметрами K_p и K_{pr} . Наличие слабо выраженной тенденции к увеличению K_{pr} с ростом K_p наблюдается для области 3, образцы из которой представлены порово-трещинными известняками, матрица которых содержит крупные эффективные поры и каверны

выщелачивания, при пористости, превышающей 2%. Вместе с тем, проницаемость этих пород не высокая ($K_{пр} = 0,1-3,0$ мД), лишь один образец имеет проницаемость 20 мД. Вероятно, низкие значения $K_{пр}$ обусловлены слабой связанностью пор и микротрещин.

Как известно, коллекторы сложного строения отличаются анизотропией фильтрационных свойств, что обусловлено развитием взаимосвязанных трещин различной ориентировки [Багринцева, 1999]. С целью выявления преобладающего направления трещиноватости, характеризующегося увеличением проницаемости, было проведено сравнение величин абсолютной газопроницаемости, измеренной в двух направлениях – параллельно ($K_{пр\parallel}$) и перпендикулярно ($K_{пр\perp}$) напластованию (рис. 13). Как видно из данного рисунка, для наиболее представительной коллекции образцов отложений фаций органогенной постройки ярко выраженного преобладания проницаемости в одном из направлений не наблюдается. В целом, можно отметить, что изменение проницаемости отмечается одинаково как в параллельном, так и в перпендикулярном направлении. Анизотропия проницаемости большинства образцов не превышает одного порядка. Для немногочисленной выборки образцов отложений фаций склоновой части органогенной постройки (сакмар) проницаемость $K_{пр\parallel}$ превышает проницаемость $K_{пр\perp}$ на 2-3 порядка, что демонстрирует существенную анизотропию, обусловленную развитием горизонтально ориентированных микротрещин, зафиксированных в керне.

На рис. 14 показано сопоставление абсолютной ($K_{пр}$) и эффективной газопроницаемости ($K_{пр,эфф.}$) ассельско-сакмарских отложений. Как видно из данного рисунка, при проницаемости выше 0,5 мД значения $K_{пр}$ и $K_{пр,эфф.}$ одинаковы, что может указывать на низкое содержание остаточной воды, практически не оказывающей влияния на фильтрационную способность пород. При проницаемости менее 0,5 мД отмечается снижение величины $K_{пр,эфф.}$ относительно $K_{пр}$ из-за усложнения геометрии порового пространства и увеличением содержания субкапиллярных пор [Багринцева, 1999].

Опыт изучения низкоёмких карбонатных пород-коллекторов со сложной структурой ёмкостного пространства показал, что результаты оценки их ФЕС на образцах стандартного размера позволяют определить свойства слабо проницаемой матрицы и не всегда отражают истинную характеристику коллекторов при наличии вторичных элементов – каверн и пор выщелачивания крупных размеров и трещин. В связи с этим определённый интерес представляет сопоставление открытой пористости, измеренной на стандартных и больших образцах. Как видно из рис. 15, пористость отдельных полноразмерных образцов выше, чем стандартных. Величина вторичной ёмкости ($K_{п, вторич.}$), рассчитанная как разница между значениями $K_{п}$, измеренными на полноразмерных и стандартных образцах, в среднем составляет 0,509%, при максимальном значении 2,83% (рис. 16а).

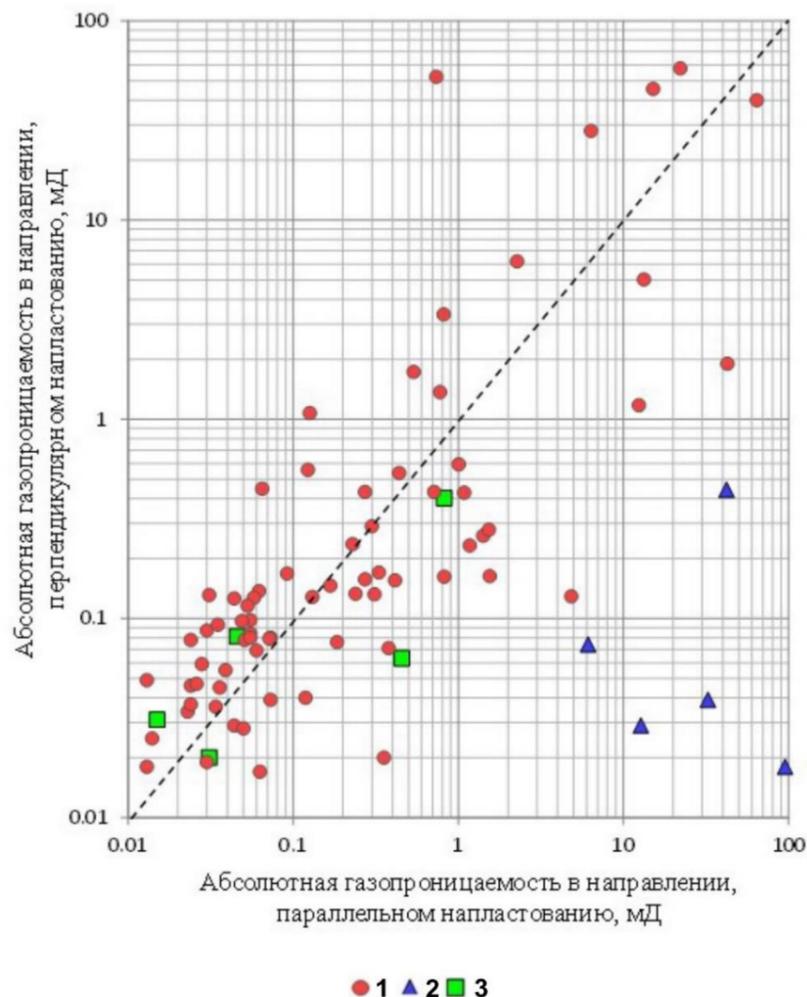


Рис. 13. График соотношения абсолютной газопроницаемости в параллельном и перпендикулярном направлениях для различных генетических типов пород
 1 – фашии органогенной постройки, 2 – фашии склоновой части органогенной постройки, 3 – фашии открытого шельфа.

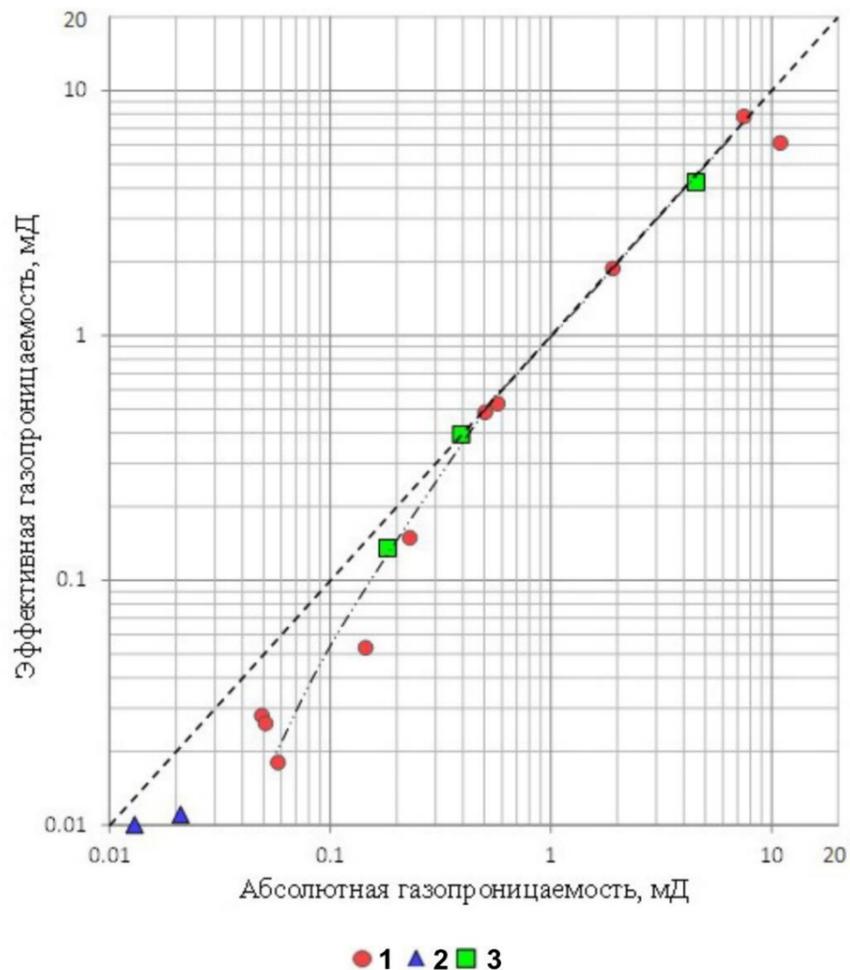


Рис. 14. График соотношения абсолютной и эффективной газопроницаемости для различных генетических типов пород
 1 – фашии органогенной постройки, 2 – фашии склоновой части органогенной постройки, 3 – фашии открытого шельфа.

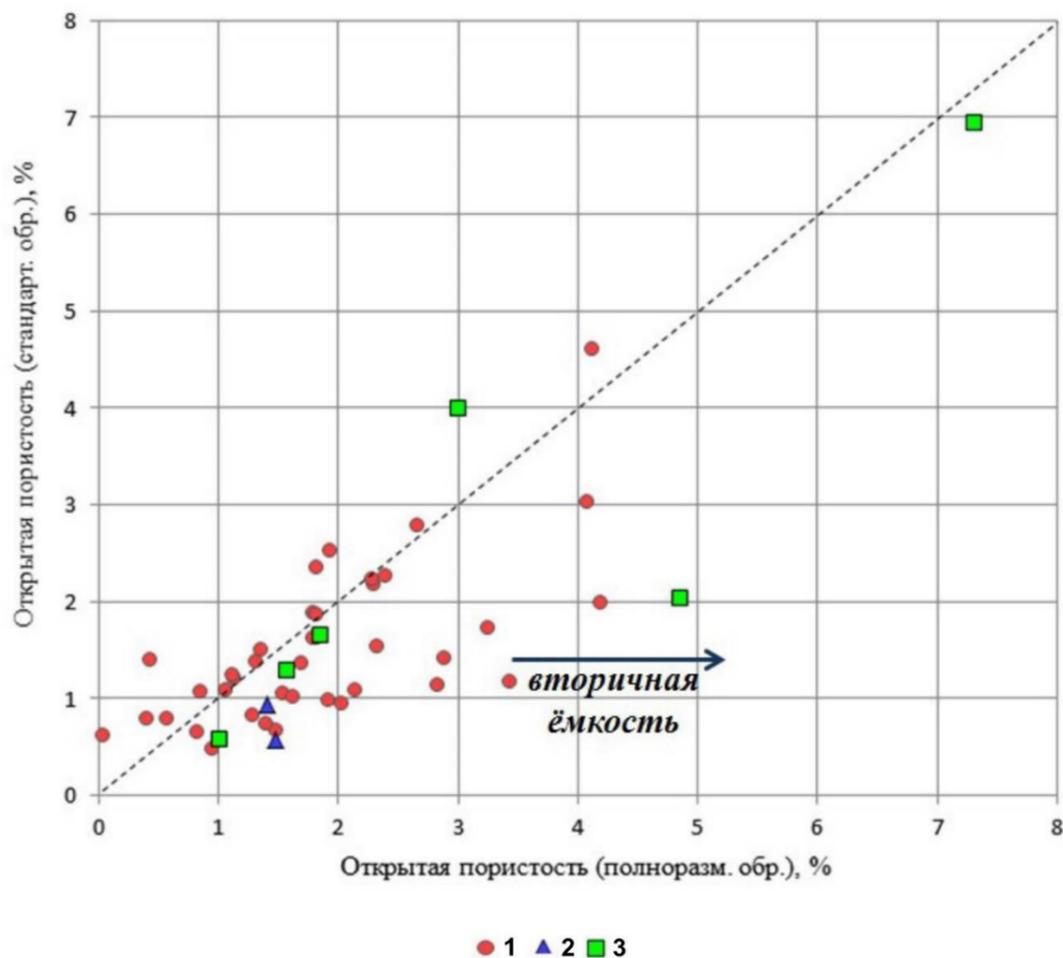


Рис. 15. График сопоставления открытой пористости, измеренной на стандартных и полноразмерных образцах
 1 – фашии органогенной постройки, 2 – фашии склоновой части органогенной постройки, 3 – фашии открытого шельфа.

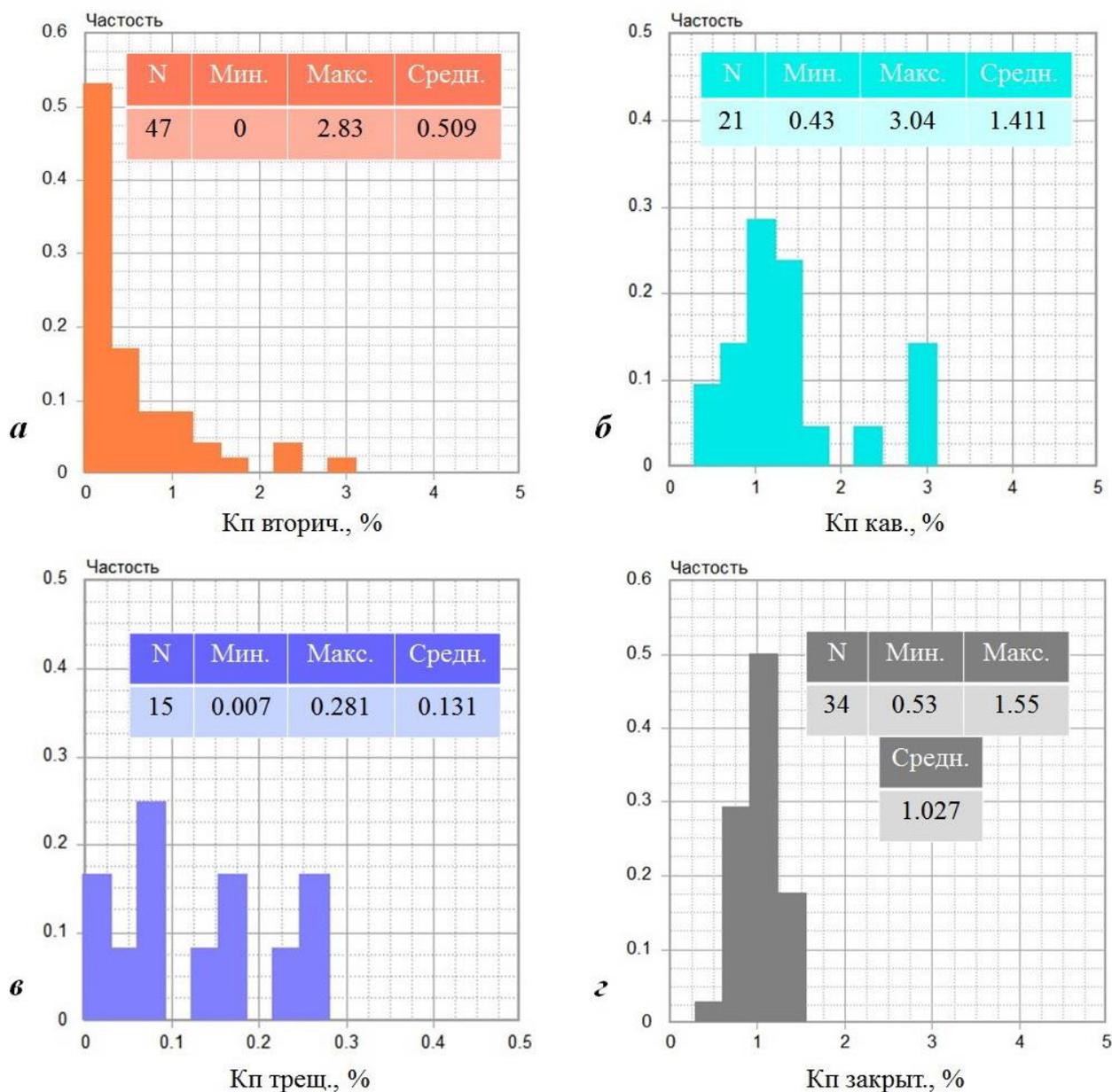


Рис. 16. Гистограммы распределения различных типов ёмкости образцов пород ассельского возраста: а) вторичной; б) каверновой; в) трещинной; г) закрытой пористости

О наличии не сообщающихся (закрытых) пор свидетельствует расхождение между полной и открытой пористостью. Для образцов ассельских отложений величина закрытой пористости (Кп,закр.) в среднем составляет 1,027%, при максимальном значении 1,55% (рис. 16г).

Постседиментационные изменения и их роль в формировании фильтрационно-ёмкостных свойств нижнепермских отложений

В процессе литогенеза нижнепермские отложения претерпели различные постседиментационные преобразования, одни из которых уменьшали, а другие увеличивали

пустотное пространство. Среди вторичных процессов, оказавших благоприятное влияние на формирование коллекторских свойств, следует выделить выщелачивание и трещинообразование.

Процессы выщелачивания наиболее активно проявились в известняках органогенных построек ассельского яруса. Открытые вторичные поры и каверны выщелачивания (0,01-2,5 мм) отмечаются в камерах фораминифер, септах мшанок, ходах серпул. В них развивалась вторичная пористость, которая и определила полезную ёмкость пород. Вторичная пористость по шлифам в известняках мшанково-криноидных и серпулидо-тубифитесовых со структурой баундстоун достигает 7-20%, а в известняках органогенно-детритовых и сгустково-комковатых со структурой пак-грейстоун не превышает 10%. Меньшее значение имеют поры выщелачивания, образованные по трещинам (1-2%).

В отложениях артинского и сакмарского ярусов процессы выщелачивания развиты слабо. Вторичная пористость по шлифам в известняках органогенно-детритовых сакмарского яруса редко составляет 7-10%. В породах артинского яруса открытая пористость не превышает 3-5%. Поры мелкие от 0,01 до 0,1 мм.

Процессы трещинообразования в отложениях нижней перми повлияли на коллекторские свойства пород. Открытые трещины обеспечивают фильтрацию углеводородов, о чем свидетельствует наличие битума по стенкам трещин. Карбонатные породы ассельского яруса интенсивно трещиноваты. По данным замеров в шлифах плотность открытых трещин изменяется от 2,7 до 108,6 1/м, а трещинная проницаемость - от 0,3 до 15,39 мД. Отложения склона органогенной постройки сакмарского яруса по данным определений в шлифах характеризуются плотностью открытых микротрещин от 2,6 до 88,8 1/м и трещинной проницаемостью от 0,03 до 8,1 мД. В породах артинского яруса при микроскопическом описании шлифов открытых трещин не встречено.

Многочисленные минеральные трещины развиты в карбонатных породах ассельского яруса, также часто встречаются в отложениях сакмарского яруса, плотность их колеблется от 3,17 до 183,17 1/м. В отложениях артинского яруса встречаются редкие и единичные минеральные трещины, плотность их составляет от 13,67 до 266,9 1/м.

Результаты изучения морфологии пустотного пространства нижнепермских карбонатных пород, насыщенных люминофором, показаны на рис. 17. Всего по методике К.И. Багринцевой было исследовано 16 образцов кубической формы, из них 15 отобраны из интервала ассельских отложений (фации открытого шельфа – 3, органогенной постройки – 12 образцов) и 1 образец – из интервала сакмарских отложений (фации склоновой части органогенной постройки). Диапазон изменения длины трещин для всех образцов составил 3,57-122,09 см, плотности трещин – 0,02-0,81 тр/см, средней раскрытости – 0,002-0,007 см,

ёмкости трещин - 0,007%-0,281%. На рис. 16в приведена гистограмма распределения трещинной ёмкости (Кп,трещ.) для образцов ассельских отложений.

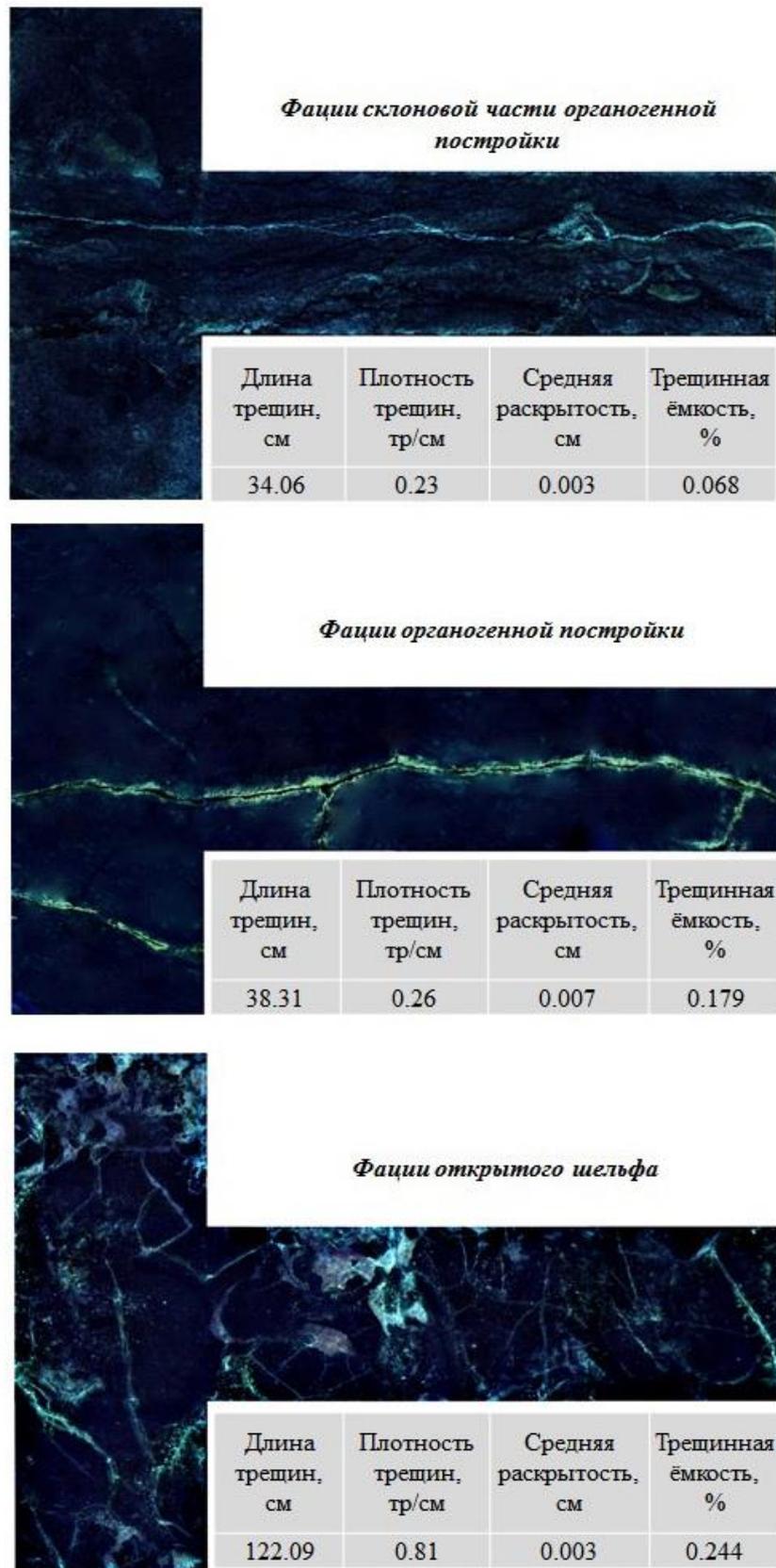
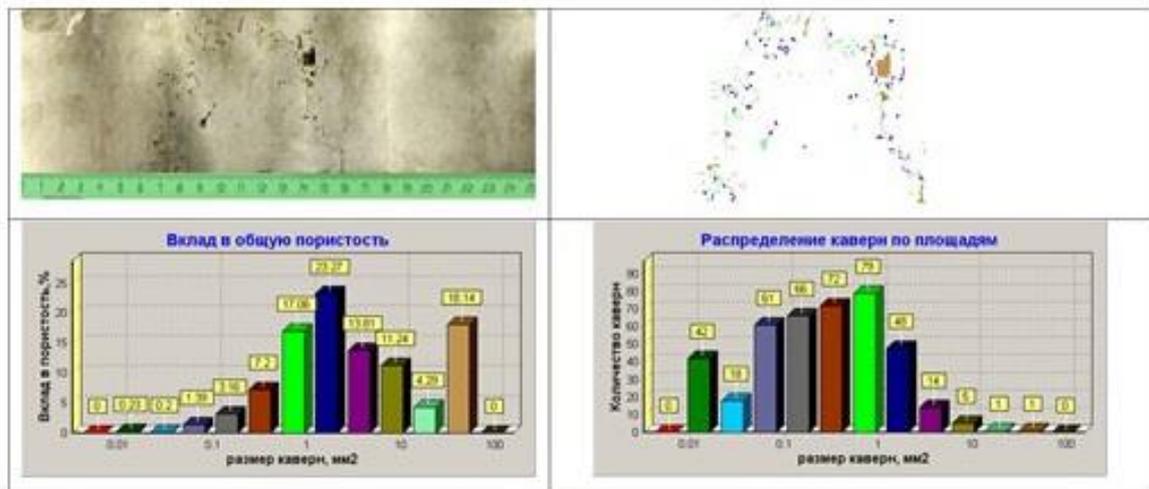


Рис. 17. Фотографии морфологии пустотного пространства нижнепермских (ассель, сакмар) карбонатных пород, насыщенных люминофором

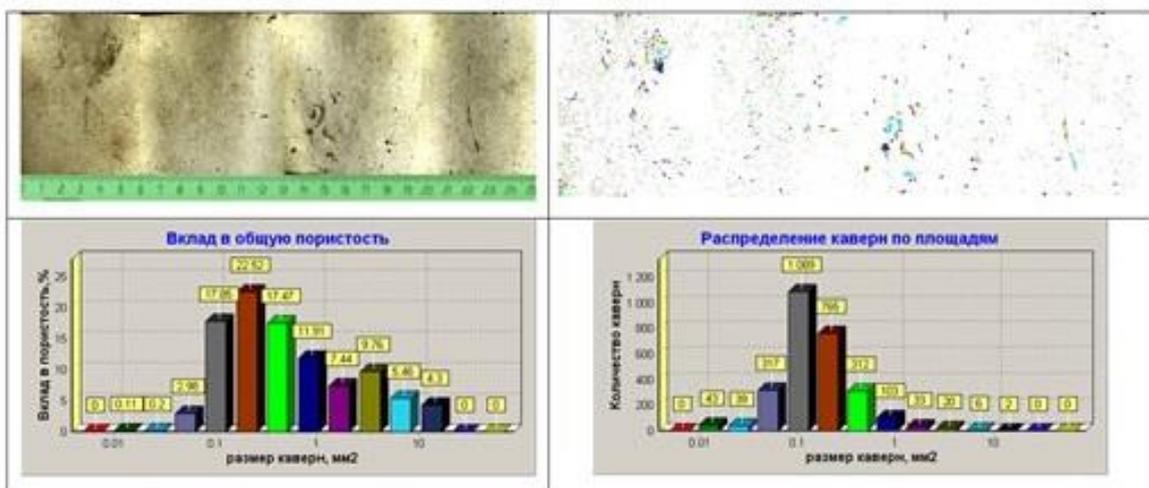
Другим способом изучения морфологии пустотного пространства являлся анализ видеоизображений поверхности образцов пород, выполненный в ОАО «НПЦ «Тверьгеофизика». В отличие от других фотофиксация является прямым методом и позволяет получить на полноразмерном керне такие характеристики как общая пористость, распределение пор по размерам, вклад в общую пористость пор того или иного размера. На рис. 18 показаны результаты оценки морфологии емкостного пространства образцов ассельских отложений с помощью данного метода. Распределение каверновой ёмкости (Кп,кав.), оцененной по указанной методике, приведено на рис. 16б. Среднее значение Кп,кав. составило 1,411% при минимальном и максимальном значениях 0,43% и 3,04% соответственно.

Процессы окремнения наиболее интенсивно проявляются в отложениях артинского и сакмарского ярусов. В отложениях артинского яруса преобладает первичный кремнезем (10-65%), им сложены спиккулы губок и кокколитофориды. Эпигенетически-метасоматический вторичный кремнезем замещает кальцит органических остатков микроагрегатным кварцем, опалом и халцедоном, наиболее интенсивно это проявляется на члениках криноидей и составляет до 35-40%. Вторичное окремнение в виде прожилков и выполнения пор и каверн по данным шлифов в породах ассельского яруса изменяется от 2 до 25%, а в отложениях артинского и сакмарского ярусов составляет 10%.

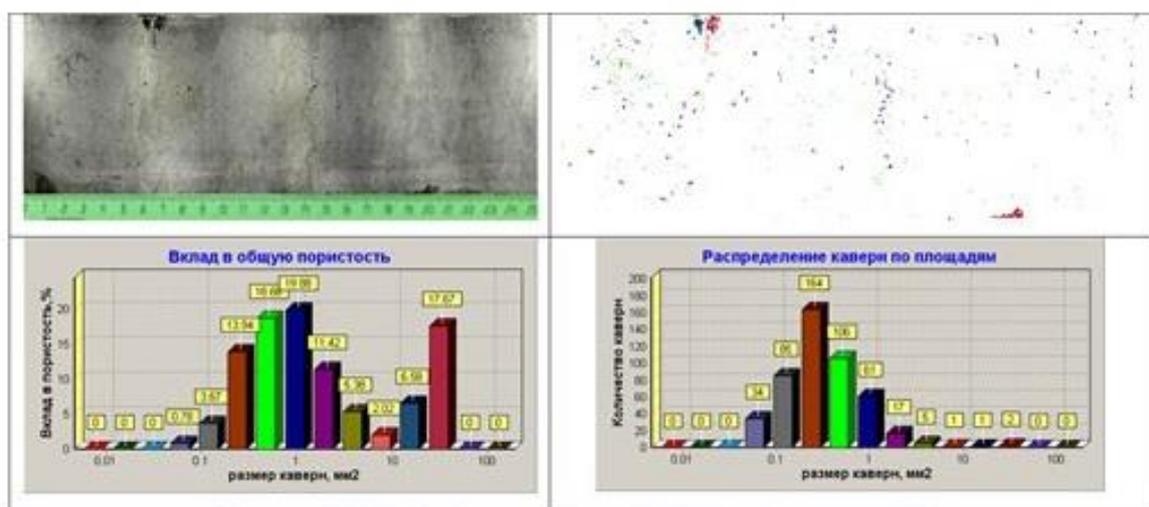
По результатам карбонатного анализа (рис. 19) артинские кремнисто-карбонатные отложения сложены кальцитом и нерастворимым остатком при незначительном содержании доломита. Результаты рентгенофазового анализа (РФА), проведенного на отдельных образцах, показали, что нерастворимый остаток практически полностью представлен кремнезёмом (см. рис. 19б). Анализ данных (см. рис. 19а) показывает, что при $K_p < 2\%$ состав пород контролируется в основном содержанием кальцита (область 1). При этом для отдельной группы образцов характерны высокие содержания нерастворимого остатка – $S_{но} > 40-50\%$. По всей видимости, он представлен первичным кремнезёмом, имеющим биогенное происхождение. Им сложены спиккулы губок и золотистые водоросли. При увеличении пористости ($K_p > 2\%$) наблюдается постепенное снижение содержания кальцита и рост $S_{но}$. В этом случае нерастворимый остаток состоит из преимущественно вторичного кремнезёма (область 2). Именно с процессами вторичного кремнеобразования, повышающими хрупкость карбонатных пород, может быть связано развитие трещин в разрезе артинских отложений на изучаемом месторождении.



Кп_кав.=1.27% (фашии органогенной постройки)



Кп_кав.=3.03% (фашии органогенной постройки)



Кп_кав.=1.1% (фашии открытого шельфа)

Рис. 18. Фотографии поверхности образцов пород и гистограммы результатов определения каверновой емкости методом анализа видеозображений (ассель, сакмар)

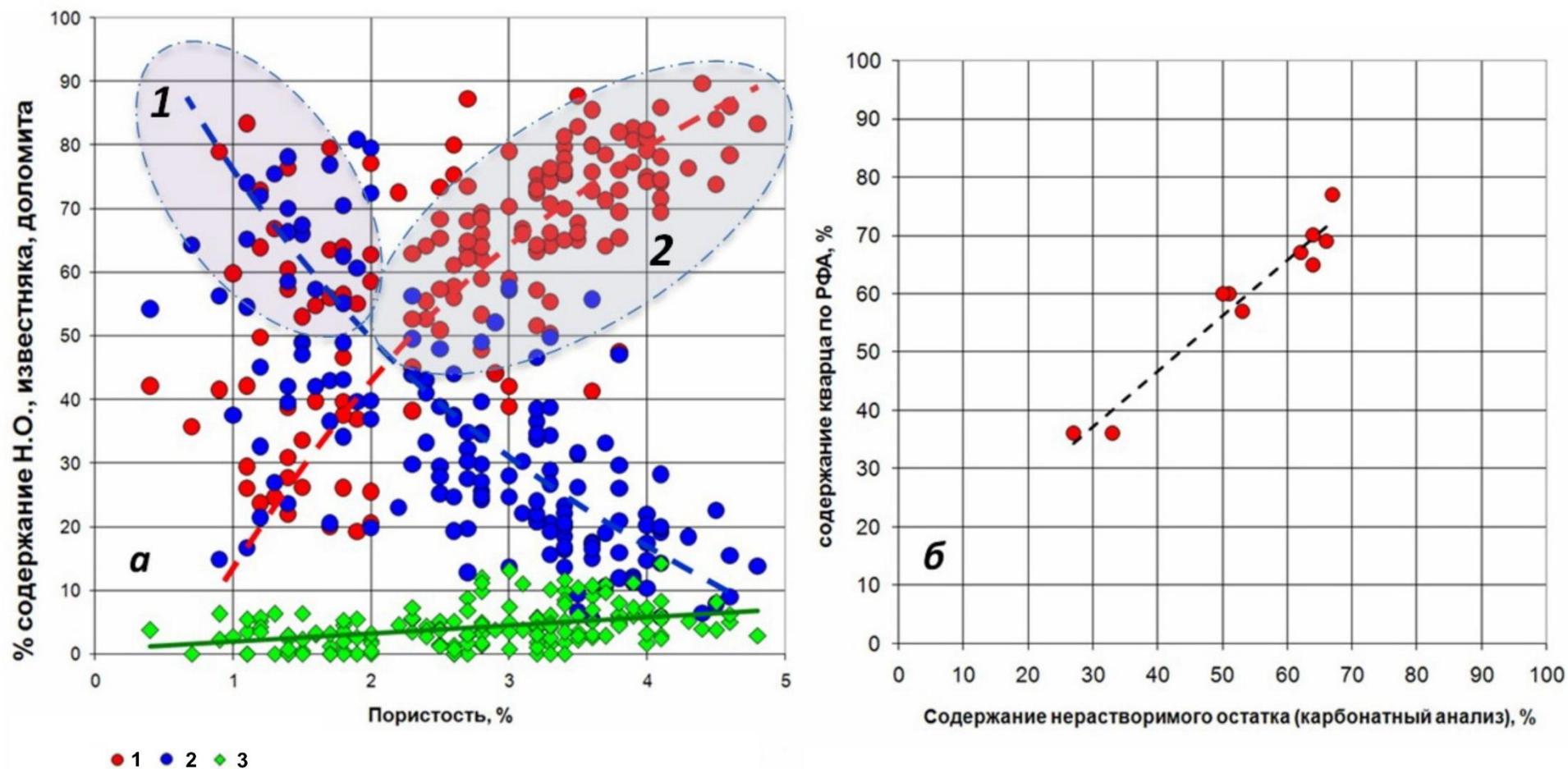


Рис. 19. Графики результатов карбонатного и рентгенофазового анализов: а) сопоставление содержаний известняка, доломита и нерастворимого остатка по данным карбонатного анализа с пористостью; б) сопоставление содержания нерастворимого остатка по результатам карбонатного анализа с содержанием кварца по данным рентгенофазового анализа [Кляжников, 2016]

1 – нерастворимый остаток, 2 – кальцит, 3 – доломит.

Доломитизация в ассельских отложениях развита незначительно, доломит распространен в порах и по органическим остаткам. Среднее значение доломитизации составляет ~5%, максимальное - до 25%. В отложениях сакмарского яруса среднее значение доломитизации - ~1%, максимальное - 3-4%, а в артинских отложениях доломит в породе распределяется достаточно равномерно, редко образуя скопления зерен. В кремнисто-карбонатных породах нижней части артинского яруса доломит входит в состав цемента вместе с тонкозернистым кальцитом. Среднее значение доломитизации - ~5%, максимальное - до 10-15%.

Заключение

В нижнепермских отложениях Кочмесского месторождения наиболее перспективные фации для формирования улучшенных коллекторов приурочены к органогенным постройкам ассельского яруса.

Высокоемкие породы ассельского возраста, сложенные биогермными мшанковыми, серпулидово-тубифитесовыми и криноидно-тубифитесово-мшанковыми известняками со структурой баундстоун, характеризуются развитием коллекторов каверново-порового и порово-трещинного типа.

Отложения сакмарского яруса представлены органогенно-детритовыми и криноидно-мшанковыми известняками со структурами грейнстоун и грейн-баундстоун, развитыми в склоновой части органогенной постройки. Тип коллектора порово-трещинный.

В кремнисто-терригенно-карбонатных породах артинского возраста преобладающее значение имеет первичная седиментационная пористость. Субкапиллярные сообщающиеся поры являются основными путями фильтрации. Тип коллектора низкопоровый и порово-трещинный.

На образование высокоемких коллекторов нижней перми наиболее значительное влияние оказали факторы седиментогенеза, а также постседиментационные процессы выщелачивания и трещинообразования.

Литература

Антошкина А.И. Рифообразование в палеозое (север Урала и сопредельные области). - Екатеринбург: УрО РАН, 2003. - 303 с.

Атлас геологических карт «Тимано-Печорский седиментационный бассейн» / Н.И. Никонов, В.И. Богацкий, А.В. Мартынов, З.В. Ларионова, В.М. Ласкин, Л.В. Галкина, Е.Г. Довжикова. – Ухта: ООО «Региональный дом печати», 2000. – 64 с.

Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и

газа. - М.: РГГУ, 1999 (II). - 285 с.

Булач М.Х., Гмид Л.П. Карбонатно-кремнистые породы – новый объект поисков залежей углеводородов в Тимано-Печорской провинции // Закономерности размещения коллекторов сложного строения и прогноз нефтегазоносности. - Л.: ВНИГРИ, 1985. - С.124-128.

Галкина Л.В., Ермакова О.Л. Развитие Тимано-Печорского седиментационного бассейна в пермском периоде // Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России: материалы XIII Геологического съезда Республики Коми. - Сыктывкар, 1999. - С. 98-101.

Гмид Л.П., Булач М.Х. Условия формирования и размещения зон улучшенных коллекторов в карбонатных отложениях нижней перми вала Сорокина // Влияние вторичных изменений пород осадочных комплексов на их нефтегазоносность. - Л.: ВНИГРИ, 1982. - С.52-64.

Елисеев А.И. Формации зон ограничения северо-востока Европейской платформы. - Л.: Наука, 1978. - 204 с.

Жемчугова В.А. Карбонатные комплексы палеозоя Печорского нефтегазоносного бассейна (строение, условия формирования, прогноз природных резервуаров) // Автореферат дисс. на соиск. учен. степ. докт. геол-мин. наук. - Сыктывкар, 2000. - 42 с.

Иоффе Г.А., Коновалова М.В., Сливкова Р.П., Фирер Г.М. К вопросу о биогермных образованиях в нижнепермских отложениях Денисовской впадины: материалы по геологии и полезным ископаемым Северо-Востока Европейской части СССР. – Сыктывкар, 1976. - Вып.8. - С. 144-145.

Кляжников Д.В., Федорова М.Д. Особенности изучения артинских кремнисто-карбонатных пород по керну и методами ГИС // Санкт-Петербург 2016. Через интеграцию геонаук – к постижению гармонии недр: материалы 7-ой международной геолого-геофизической конференции EAGE (г. Санкт-Петербург, 11-14 апреля 2016 г.). - 2016. - DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201600255>

Меннер В.Вл. Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ северо-востока Русской платформы. - М.: Наука, 1989. - 133 с.

Методика изучения трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа / Под ред. Е.И. Смехова. - Л., 1969. - 129 с.

Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа / Под ред. М.Х. Булач и Л.Г. Белоновской. - Л.: ВНИГРИ, 1989. - 103 с.

Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В., Ларионова З.В., Ласкин В.М., Галкина Л.В., Довжикова Е.Г. Тимано-Печорский седиментационный бассейн (Атлас

литолого-фациальных, структурных и палеогеологических карт) - Ухта: ООО «Региональный дом печати», 2000. – 122 с.

Пономаренко Е.С. Эволюция экосистем нижнепермских скелетных холмов Северного Урала // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН. - 2010. - №12. - С.8-16.

Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазгеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. - Т.6. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf

Сливкова Р.П., Иоффе Г.А., Коновалова М.В., Фирер Г.М. Раннепермские биогермные фации Тимано-Печорской провинции // ДАН СССР. – 1975. - Т. 225. - №6. - С.1400-1402.

Танинская Н.В., Васильев Н.Я., Мясникова М.А., Яшина В.Н. Возможности геолого-геофизических методов для диагностики органогенных построек на примере месторождения имени А. Титова Тимано-Печорской провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2015. - Т.10. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/4/34_2015.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/34_2015

Терентьев С.Э., Богданов Б.П., Куваев И.В., Федотов А.Л. Особенности строения и нефтегазоносности нижнепермских отложений Кочмесской площади // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2012. - Т.7. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2012.pdf.

Шиманский В.В., Танинская Н.В., Колпенская Н.Н., Низяева И.С., Васильев Н.Я. Седиментационное моделирование при прогнозе и поисках неструктурных ловушек // Геология нефти и газа. - 2016. - №3. - С.55-65.

Dunham, R.J. Classification of carbonate rock according to depositional texture. // Classification of carbonate rocks // Ham, W.E. ed. Amer. Ass. Petrol. Geol. 1962. v. 1. p.108-121.

Taninskaya N.V.

JSC Geologorazvedka, St. Petersburg, Russia, tannv@yandex.ru

Klyazhnikov D.V.

Ingenix Group, Moscow, Russia, d.klyazhnikov@ingenix-group.ru

Grislina M.N., Yashina V.N., Myasnikova M.A., Vasilyev N.Ya.

JSC "Geologorazvedka", St. Petersburg, Russia, vasilevnya@mail.ru

THE INFLUENCE OF LITHOGENESIS PROCESSES ON RESERVOIRS FORMATION IN LOWER PERMIAN DEPOSITS OF KOCHMESS FIELD, TIMAN-PECHORA PROVINCE

The conditions and factors affecting the reservoirs formation in the Lower Permian carbonate sediments of the Kochmess field are considered. As a result of the research, the main lithological types of rocks and facies were identified on the basis of complex interpretation of core and logging, the sequence of Early Permian sedimentation was determined, the influence of post-sedimentation processes on the formation of reservoir properties was established. Based on the results of complex lithologic-petrographic and petrophysical study, the types of reservoirs of the Lower Permian deposits were determined; the regularities of the changes in the filtration-capacity properties of various genetic types of rocks were revealed.

Keywords: organogenic structure, carbonate reservoir, Lower Permian, lithologic-petrographic and petrophysical study, Kochmess Field, Timan-Pechora Province.

References

Antoshkina A.I. *Rifobrazovanie v paleozoe (sever Urala i sopredel'nye oblasti)* [Reef formation in the North Urals Paleozoic and adjacent areas]. Ekaterinburg: UrO RAN, 2003, 303 p.

Bagrintseva K.I. *Usloviya formirovaniya i svoystva karbonatnykh kollektorov nefti i gaza* [Formation conditions and properties of carbonate oil and gas reservoirs]. Moscow: RGGU, 1999 (II), 285 p.

Bulach M.Kh., Gmid L.P. *Karbonatno-kremnistye porody – novyy ob"ekt poiskov zalezhey uglevodorodov v Timano-Pechorskoy provintsii* [Carbonate-siliceous rocks - a new search object for hydrocarbon deposits in the Timan-Pechora Province]. In: *Zakonomernosti razmeshcheniya kollektorov slozhnogo stroeniya i prognoz neftegazonosnosti* [Regularities in the distribution of reservoirs of a complex structure and the forecast of oil and gas potential]. Leningrad: VNIGRI, 1985, p. 124-128.

Dunham, R.J. Classification of carbonate rock according to depositional texture. Classification of carbonate rocks. Ham, W.E. ed. Amer. Ass. Petrol. Geol., 1962, v.1, p.108-121.

Eliseev A.I. *Formatsii zon ogranicheniya severo-vostoka Evropeyskoy platform* [Formations of restriction zones in the northeast of the European platform]. Leningrad: Nauka, 1978, 204 p.

Galkina L.V., Ermakova O.L. *Razvitie Timano-Pechorskogo sedimentatsionnogo basseyna v permskom periode* [Development of the Timano-Pechora sedimentary basin in the Permian period]. In: *Geologiya i mineral'nye resursy Evropeyskogo severo-vostoka Rossii* [Geology and mineral resources of the European North-East of Russia]: Proceedings of the XIII Geological Congress of the Komi Republic. Syktyvkar, 1999, p. 98-101.

Gmid L.P., Bulach M.Kh. *Usloviya formirovaniya i razmeshcheniya zon uluchshennykh kollektorov v karbonatnykh otlozheniyakh nizhney permi vala Sorokina* [Formation conditions and distribution of improved reservoir zones in carbonate sediments of Sorokin's Lower Permian period]. In: *Vliyanie vtorichnykh izmeneniy porod osadochnykh kompleksov na ikh neftegazonosnost'* [The effect of secondary changes in the sedimentary sequences on their petroleum potential]. Leningrad: VNIGRI, 1982, p. 52-64.

Ioffe G.A., Konovalova M.V., Slivkova R.P., Firer G.M. *K voprosu o biogermnykh obrazovaniyakh v nizhnepermiskikh otlozheniyakh Denisovskoy vpadiny* [On the issue of biohermic formations in the Lower Permian deposits of the Denisovskaya depression]. In: *Materialy po*

geologii i poleznym iskopaemym Severo-Vostoka Evropeyskoy chasti SSSR [Proceedings on geology and minerals in the Northeast of the European part of the USSR]. Syktyvkar, 1976, is. 8, p. 144-145.

Klyazhnikov D.V., Fedorova M.D. *Osobennosti izucheniya artinskikh kremnistokarbonatnykh porod po kernu i metodami GIS* [Peculiarities of the study of Artinskian siliceous-carbonate rocks by core and GIS methods]. St. Petersburg 2016. In: *Cherez integratsiyu geonauk – k postizheniyu garmonii nedr* [Through the integration of geoscience - to comprehension of subsoil harmony]: Proceedings of the 7th International Geological and Geophysical Conference EAGE (St. Petersburg, April 11-14, 2016), 2016. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201600255>

Menner V.Vl. *Litologicheskie kriterii neftegazonosnosti paleozoyskikh tolshch severo-vostoka Russkoy platform* [Lithological criteria of oil and gas potential of the Paleozoic strata of the northeast Russian platform]. Moscow: Nauka, 1989, 133 p.

Metodicheskie rekomendatsii po izucheniyu i prognozu kollektorov nefti i gaza slozhnogo tipa [Methodical recommendations for studying and forecasting of a complex type oil and gas reservoirs]. Ed. M.Kh. Bulach and L.G. Belonovskaya. Leningrad: VNIGRI, 1989, 103 p.

Metodika izucheniya treshchinovatosti gornyykh porod i treshchinnykh kollektorov nefti i gaza [A technique for studying the fracturing of rocks and fractured reservoirs of oil and gas]. Ed. E.I. Smekhov, Leningrad, 1969, 129 p.

Nikonov N.I., Bogatskiy V.I., Martynov A.V., Larionova Z.V. *Atlas geologicheskikh kart «Timano-Pechorskiy sedimentatsionnyy basseyn»* [Atlas of geological maps "Timan-Pechora sedimentary basin"]. Ukhta: OOO «Regional'nyy dom pečhati», 2000, 64 p.

Nikonov N.I., Bogatskiy V.I., Martynov A.V., Larionova Z.V., Laskin V.M., Galkina L.V., Dovzhikova E.G. *Timano-Pechorskiy sedimentatsionnyy basseyn (Atlas litologo-fatsial'nykh, strukturnykh i paleogeologicheskikh kart)* [Timan-Pechora sedimentary basin (Atlas of lithologic-facial, structural and paleogeological maps)]. Ukhta: OOO «Regional'nyy dom pečhati», 2000, 122 p.

Ponomarenko E.S. *Evolutsiya ekosistem nizhnepermiskikh skeletnykh kholmov Severnogo Urala* [Evolution of the ecosystems of the Lower Permian skeletal hills of the Northern Urals]. Vestnik Instituta geologii Komi NTs UrO RAN, 2010, no. 12, p.8-16.

Prishepa O.M., Bogatskiy M.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M. *Novye predstavleniya o tektonicheskom i neftegeozogeologicheskom rajonirovanii Timano-Pechorskoj neftegazonosnoj provincii* [The Timan-Pechora oil-bearing province – new tectonical insight] Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2011, Vol. 6, no. 4, http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf

Shimanskiy V.V., Taninskaya N.V., Kolpenskaya N.N., Nizyaeva I.S., Vasil'ev N.Ya. *Sedimentatsionnoe modelirovanie pri prognoze i poiskakh nestrukturnykh lovushek* [Sedimentation modeling in forecasting and searching for unstructured traps]. Geologiya nefti i gaza, 2016, no. 3, p.55-65.

Slivkova R.P., Ioffe G.A., Konovalova M.V., Firer G.M. *Rannepermiskie biogermnye fatsii Timano-Pechorskoj provintsii* [Early Permian biohermal facies of the Timan-Pechora Province]. DAN SSSR, 1975, vol. 225, no. 6, p. 1400-1402.

Taninskaya N.V., Vasiliev N.Ya., Myasnikova M.A., Yashina V.N. *Vozmozhnosti geologo-geofizicheskikh metodov dlya diagnostiki organogennykh postroek na primere mestorozhdeniya imeni A. Titova Timano-Pechorskoj provintsii* [Opportunities of geological and geophysical methods for diagnosis of organogenous buildups on the example of A. Titov field, Timan-Pechora Province]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2015, vol. 10, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/34_2015.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/34_2015

Terent'ev S.E., Bogdanov B.P., Kuvaev I.V., Fedotov A.L. *Osobennosti stroeniya i neftegazonosnosti nizhnepermiskikh otlozheniy Kochmesskoy ploshchadi* [Kochmes area - structure and petroleum potential of the Lower Permian deposits]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2012, vol. 7, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2012.pdf

Zhemchugova V.A. *Karbonatnye komplekсы paleozoya Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna (stroenie, usloviya formirovaniya, prognoz prirodnykh rezervuarov)* [Paleozoic carbonate sequences of the Pechora oil and gas bearing basin (structure, formation conditions, reservoirs forecast)]. Synopsys of dissertation for the degree of PhD in Geological and Mineralogical Sciences. Syktyvkar, 2000, 42 p.

© Танинская Н.В., Кляжников Д.В., Грислина М.Н., Яшина В.Н., Мясникова М.А., Васильев Н.Я., 2017