



УДК 622.550.8.02

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

**Создание концептуальной геологической модели, основанной на литолого-петрографических исследованиях, на примере пермокарбонатной залежи Усинского месторождения****И.С. Путилов, Е.Е. Винокурова, А.А. Гуляева, А.Л. Южаков, Н.А. Попов**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

**Creation of a Conceptual Geological Model based on Lithological-Petrographic Research on the Example of the Permo-Carboniferous Deposit of the Usinskoe Deposit****Ivan S. Putilov, Ekaterina E. Vinokurova, Anastasiia A. Guliaeva, Aleksey L. Yuzhakov, Nikita A. Popov**

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 10.02.2020. Принята / Accepted: 15.06.2020. Опубликовано / Published: 17.08.2020

**Ключевые слова:**  
описание шлифов, концептуальная модель, классификация по Данему, литотип, фациальная зона, геологическое моделирование, сиквенс-стратиграфия, седиментация, карбонатная отмель, органогенная постройка, мелководно-шельфовая равнина.

Рассматривается создание концептуальной модели пермокарбонатной залежи Усинского месторождения. Для достижения поставленной цели решаются задачи по разработке специализированного табличного формата описания шлифов керн карбонатных отложений, формирование базы данных на основе разработанного формата для последующего анализа. В качестве объекта исследования выбрана пермокарбонатная залежь Усинского месторождения, расположенного в Республике Коми. По разработанному формату сформирована уникальная база данных по 1710 описанным шлифам из 12 скважин. За основу принята классификация карбонатных пород по Р.Х. Данему с дополнениями Эмбри и Кловена (по преобладанию в известняке структурных компонентов, типу цементирующего вещества, а также их взаимоотношению в породе). На основе вещественного состава породы и структурного параметра выделено девять литотипов пород: мадстоун, вакстоун, пакстоун, грейнстоун, баундстоун, флаутстоун, рудстоун, кристаллический карбонат (доломит), глинисто-карбонатно-кремнистая порода. По результатам определенных литологических типов пород и данным сейсморазведки в разрезе среднекаменноугольно-нижнепермских отложений выделены три основные фациальные зоны: карбонатная отмель (зона внутреннего рампа); органогенная постройка (зона среднего рампа); мелководно-шельфовая равнина (зона внешнего рампа, частично зона внешнего рампа). Дополнительно выделена фашия умеренно-глубоководной шельфовой равнины (зона внешнего рампа). В результате проведенных исследований построены два профиля каменноугольно-нижнепермских отложений Усинского месторождения по двум линиям скважин. Представленные разрезы подтверждают построенную концептуальную модель. По данным исследования керн в восточной части месторождения хорошо выделяется зона органогенных построек, образование которых происходило преимущественно в позднекаменноугольное и раннепермское время. В северо-западной части месторождения предполагается существование внутреннего рампа с фашиями карбонатной отмели. В результате проведенной работы построена концептуальная модель пермокарбонатной залежи Усинского месторождения, которая может быть использована для последующего построения более достоверных трехмерных фашиальных моделей, промышленного подсчета запасов и проектирования разработки месторождений.

**Keywords:**  
description of thin sections, conceptual model, Dunham classification, lithotype, facies zone, geological modeling, sequence stratigraphy, sedimentation, carbonate shelf, organogenic edifice, shallow shelf plain.

The creation of a Permo-Carboniferous reservoir conceptual model of the Usinskoye field is considered. To achieve this goal, the tasks of developing a specialized tabular format for describing thin sections of the carbonate deposits core are being solved, the formation of a database based on the developed format for subsequent analysis. The object of the study was the Permo-Carboniferous deposit of the Usinskoye field located in the Komi Republic. According to the developed format, a unique database was formed on 1710 described thin sections from 12 wells. The classification of carbonate rocks by R.Kh. Dunham with the additions of Embry and Cloven (according to the predominance of structural components in limestone, the type of cementing substance, as well as their relationship in the rock). Based on the rock material composition and the structural parameter, nine lithotypes of rocks have been identified: madstone, wackstone, packstone, grainstone, boundstone, floutstone, orestone, crystalline carbonate (dolomite), clayey-carbonate-siliceous rock. According to the results of certain lithological types of rocks and seismic data in the section of the Middle Carboniferous-Lower Permian deposits, three main facies zones have been identified: carbonate shelf (zone of the inner ramp); organogenic structure (middle ramp zone); shallow shelf plain (middle ramp zone, partly outer ramp zone). Additionally, the facies of the moderate-deep-water shelf plain (the outer ramp zone) is distinguished. As a result of the research carried out, two profiles of the Carboniferous-Lower Permian deposits of the Usinskoye field were built along two lines of wells. The presented sections confirm the constructed conceptual model. According to the core study in the eastern part of the deposit, a zone of organogenic structures is well distinguished, the formation of which occurred mainly in the Middle-Late Carboniferous and Early Permian time. In the northwestern part of the field, an internal ramp with carbonate bar facies is assumed. As a result of the work carried out, a conceptual model of the Permo-Carboniferous deposit of the Usinskoye field was built, which can be used for the subsequent construction of more reliable three-dimensional facies models, industrial calculation of reserves and design of field development.

**Путилов Иван Сергеевич** – заместитель директора филиала по научной работе в области геологии, доктор технических наук (тел.: +007 342 233 64 58, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com).

**Винокурова Екатерина Евгеньевна** – главный специалист отдела литологии и стратиграфии Управления комплексных исследований керн Центра исследования керн и пластовых флюидов (тел.: +007 342 233 64 99, e-mail: Ekaterina.Vinokurova@pnn.lukoil.com).

**Гуляева Анастасия Андреевна** – инженер II категории отдела подсчета запасов северной группы месторождений Волго-Уральского региона (тел.: +007 342 233 64 91, e-mail: Anastasiya.Guliaeva@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

**Южаков Алексей Леонидович** – младший научный сотрудник отдела петрофизического моделирования (тел.: +007 342 233 63 59, e-mail: Alexey.Yuzhakov@pnn.lukoil.com).

**Попов Никита Андреевич** – начальник Управления комплексных исследований керн Центра исследования керн и пластовых флюидов (тел.: +007 342 717 01 57, e-mail: Nikita.Popov@pnn.lukoil.com).

**Ivan S. Putilov** (Author ID in Scopus: 25723777700) – Doctor of Engineering, Deputy Director of the Branch for Scientific Work in the Field of Geology (tel.: +007 342 233 64 58, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com).

**Ekaterina E. Vinokurova** – Chief Specialist of the Division of Lithology and Stratigraphy of the Department for Comprehensive Core Research of the Center for Core and Formation Fluid Research (tel.: +007 342 233 64 99, e-mail: Ekaterina.Vinokurova@pnn.lukoil.com).

**Anastasiia A. Guliaeva** – 2<sup>nd</sup> category Engineer of the Division for Estimation of the Reserves of the Northern group fields of the Volga-Ural region (tel.: +007 342 233 64 91, e-mail: Anastasiya.Guliaeva@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

**Aleksey L. Yuzhakov** – Junior Researcher of the Petrophysical Modeling Department (tel.: +007 342 233 63 59, e-mail: Alexey.Yuzhakov@pnn.lukoil.com).

**Nikita A. Popov** (Author ID in Scopus: 56088494600) – Head of the Department for Comprehensive Core Research of the Center for Core and Formation Fluid Research (tel.: +007 342 717 01 57, e-mail: Nikita.Popov@pnn.lukoil.com).

## Введение

Целью данной работы является построение концептуальной геологической модели на примере пермокарбоневой залежи Усинского месторождения по данным литолого-петрографических исследований. В основу модели легла классификация структуры пород по Данему, которая отражает условия образования пород.

## Экспериментальная часть

В качестве объекта исследования выбрана пермокарбоневая залежь Усинского месторождения, расположенного в Республике Коми. Залежь является уникальной по размерам и свойствам нефти ( $\mu = 723,2$  мПа·с). Этаж нефтеносности более 300 м, количество геологических запасов категории АВ1 составляет 747 млн т, извлекаемые – 247 млн т. На месторождении пробурено более 2000 скважин, в 30 из них отобрано более 2000 м керна, из которого изготовлено и в дальнейшем исследовано в лабораториях около 9000 стандартных и более 1000 полноразмерных образцов. Для коллекторов Усинского месторождения особенно важно проводить исследования как на стандартных образцах керна, так и на образцах с сохраненным при выбуривании диаметром, поскольку они наиболее достоверно отражают гидродинамическую картину процессов, протекающих в пласте-коллекторе [1–19]. Лабораторные исследования керна являются единственным прямым способом получения такой информации [20–22]. Дополнительно изготовлено около 3000 шлифов и проведено их описание.

Описание шлифов является специфичным и трудоемким процессом, а само описание представлено в виде последовательного текстового изложения и, надо отметить, описания различных авторов могут отличаться по стилю и терминологии, что усложняет дальнейшее их использование для оперативного анализа данных и проведения статистических исследований.

Для решения данной проблемы, а также для систематизации представления описания шлифов карбонатных отложений группой специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» разработан специализированный формат таблицы с кодировкой наиболее востребованных параметров, определяемых в шлифах. Основными параметрами, вошедшими в таблицу, являются название породы, наличие органического вещества, форменные элементы, текстура, структура по Данему, преобладающие

аутигенные компоненты, влияющие на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), измеренная пористость по шлифу, преобладающий тип пористости, трещиноватость и наличие стилолитов. Разработанный формат позволил все текстовые описания петрографических характеристик породы представить в табличном виде, который дает ряд преимуществ. Во-первых, это позволяет выполнять математико-статистический анализ описания шлифов. Во-вторых, можно формировать базу данных для анализа, используя результаты работы разных авторов, включая фотографии шлифов и, в-третьих, дает возможность сопоставлять и анализировать параметры, полученные по шлифам, с другими результатами исследований кернов.

На примере пермокарбоневой залежи Усинского месторождения по разработанному формату сформирована уникальная база данных по 1710 описанным шлифам из 12 скважин.

С целью последующего литолого-фациального анализа и построения концептуальной геологической модели залежи выполнена литотипизация отложений. Основным параметром для литотипизации исследуемых отложений, кроме вещественного состава породы, выбрана структурно-генетическая классификация карбонатных пород по Р.Х. Данему с дополнениями Эмбри и Кловена (по преобладанию в известняке структурных компонентов, типу цементирующего вещества, а также их взаимоотношению в породе). На основе вещественного состава породы и структурного параметра выделено девять литотипов пород: мадстоун, вакстоун, пакстоун, грейнстоун, баундстоун, флаутстоун, рудстоун, кристаллический карбонат (доломит), глинисто-карбонатно-кремнистая порода. На рис. 1 представлены фотографии шлифов пород, характеризующие фациальные зоны осадконакопления пермокарбоневой залежи Усинского месторождения.

На рис. 2 представлен анализ распределения литотипов по скважине, которая является наиболее характерной для различных фациальных зон.

По результатам определенных литологических типов пород и данным сейсморазведки в разрезе среднекаменноугольно-нижнепермских отложений выделено три основные фациальные зоны:

- карбонатная отмель (зона внутреннего рампа, рис. 2, а);
- органогенная постройка (зона среднего рампа, рис. 2, б);
- мелководно-шельфовая равнина (зона среднего рампа, частично зона внешнего рампа, рис. 2, в);

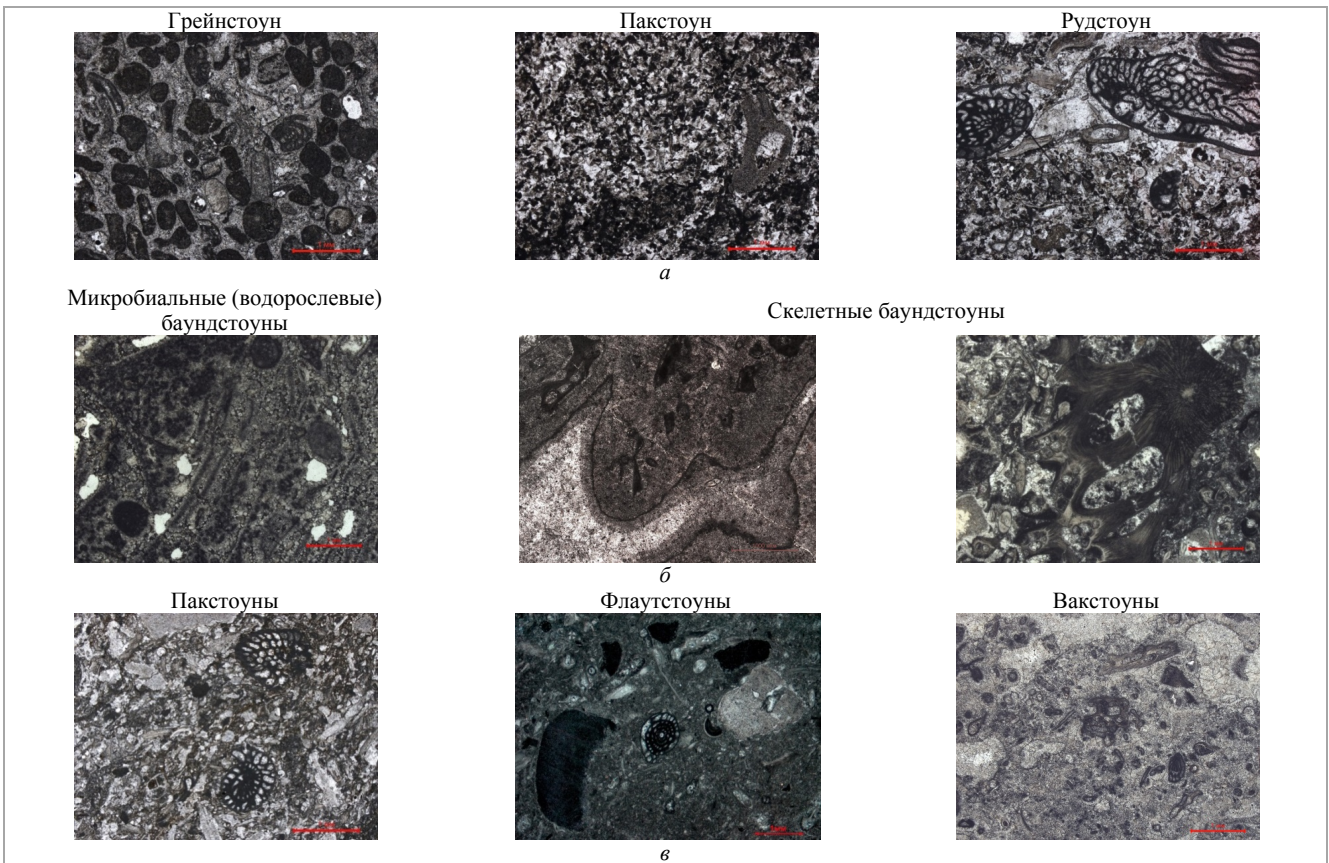


Рис. 1. Фотографии шлифов пород, характерных для фациальных зон: *а* – фациальная зона карбонатной отмели; *б* – фациальная зона органогенной постройки (зона среднего рампа); *в* – фациальная зона мелководно-шельфовой равнины (зона среднего рампа, частично зона внешнего рампа)



Рис. 2. Наиболее характерное распределение (%) литотипов в скважине для различных фациальных зон: *а* – карбонатной отмели (зона внутреннего рампа); *б* – органогенных построек (зона среднего рампа); *в* – мелководно-шельфовой равнины (зона среднего рампа, частично зона внешнего рампа)

Дополнительно можно выделить фазию:  
– умеренно-глубоководная шельфовая равнина (зона внешнего рампа).

В каменноугольно-нижнепермское время осадконакопление в пределах региона происходило в обстановках мелководного шельфа с преобладающей карбонатной, реже глинисто-карбонатной и сульфатно-карбонатной (для среднекаменноугольного времени) седиментацией.

Согласно региональным геологическим исследованиям Тимано-Печорского региона (работам В.А. Жемчуговой, Н.И. Никонова и др.), на протяжении каменноугольно-пермского времени в пределах Печорской плиты располагался обширный карбонатный рамп, полого погружавшийся в восточном направлении.

Образование отложений на Усинском месторождении происходило преимущественно



в зоне внутреннего и среднего рампа. Основными факторами, определяющими процессы седиментации, кроме существовавшего на то время палеорельефа морского дна, являлись базис действия нормальных и штормовых волн. Глубины седиментации – преимущественно первые десятки метров.

Фация карбонатной отмели (зона внутреннего рампа) находится выше уровня действия нормальных волн, здесь аккумуляровались отложения подвижного мелководья. Сложена преимущественно известняками биокластовыми оолитовыми, спаритовым цементом (грейнстоуны / рудстоуны / пакстоуны), илистая составляющая осадка выносилась. Фация выделяется для всех промысловых объектов Р–С залежи.

Органогенные постройки Печорского бассейна, по В.А. Жемчуговой, позднекаменноугольно-раннепермские по своей морфологии и экологической эволюции относятся к числу холмов (по терминологии James, Bourque, 1992). Они отличаются от классических рифов отсутствием типичных массивных каркасных организмов, тыловых и передовых шлейфов, а также завершением своего развития на пионерской стадии палеоэкологической сукцессии.

По палеоэкологическим особенностям образования и составу выделяются два вида построек: микробальные (иловые, водорослевые) холмы и скелетные холмы.

Скелетные холмы образуются преимущественно на небольших возвышениях морского дна, с течениями и волнениями, вымывающие тонкий иловый осадок из постройки. Такие органогенные постройки сложены преимущественно криноидно-мшанковыми, мшанково-криноидными, водорослево-криноидными, водорослево-палеоаплезиновыми баундстоунами и сопутствовавшими им биокластовыми породами, образовавшимися за счет разрушения баундстоунов.

Под воздействием волн по обе стороны от постройки накапливались межбиогермные и шлейфовые отложения, содержащие разноразмерный биокластический материал (полибиокластовые известняки).

Микробальные (иловые) холмы образованы преимущественно филлоидно-водорослевыми, цианобактериально-водорослевыми байндстоунами (баундстоунами), полибиокластовыми биоцементолитами, способны расти в различных по батиметрии и по гидродинамике зонах.

На Усинском месторождении фация органогенных построек выделяется в позднекаменноугольных и нижнепермских отложениях. Область ее распространения тяготеет к вершинам палеоподнятий Усинской структуры и имеет северо-западную направленность.

Отложения фации органогенных построек отличаются повышенными значениями толщин.

Фация мелководно-шельфовой равнины выделяется условно. Образование отложений происходило в зоне среднего рампа, со слабой гидродинамикой, ниже уровня действия нормальных волн. Отложения представлены преимущественно известняками биокластовыми, биокластово-микритовыми, микритово-биокластовыми (пакстоуны / флаутстоуны / вакстоуны), могут отмечаться прослой грейнстоунов / рудстоунов.

Фация умеренно-глубоководной шельфовой равнины. Представлена глинистыми микритовыми известняками с редкими биокластами (вакстоуны / мадстоуны), аргиллитами. По данным исследования керны породы данной фации отмечаются лишь в единичных образцах. Фация отчетливо картируется по пониженным толщинам, преимущественно низким значениям ФЕС.

В разрезе отмечаются породы, отнесенные к литотипу кристаллического карбоната, представленные доломитом. Вторичные доломиты микро-тонко- и тонкозернистые, известковистые, преимущественно в отложениях среднего карбона. Первичная структура пород преимущественно не определяется.

Доломитизация пород происходила в результате воздействия магнийсодержащих вод на известняки, кальцит которых превращается в доломит, вплоть до полного замещения известняков доломитами. Наблюдается доломитизация двух генераций: диагенетическая и эпигенетическая. При диагенетической доломитизации доломит присутствует в виде отдельных ромбоэдрических и неправильно-ромбоэдрических кристаллов, погруженных в субстрат породы. На ФЕС пород в данном случае доломитизация не оказывает существенного влияния. При эпигенетической и метасоматической доломитизации доломит значительно или полностью замещает первичные породы, образуя вторичные доломиты, сопровождающиеся часто полной перестройкой структуры породы и, как следствие, возникновением значительной межкристаллической и слепковой пористости, этим улучшая ФЕС породы.

В керне скважин отмечаются зоны окремнения по детритовому известняку. Карбонат органических остатков замещен на кремнезем, причем крупнозернистый кальцит или доломит обычно замещается более крупнокристаллическим кварцем, а мелкозернистый – соответственно мелкокристаллическим кварцем.

На рис. 3 представлена детализированная концептуальная модель строения каменноугольно-нижнепермских отложений Усинского месторождения, которая отражает генезис образования залежи.

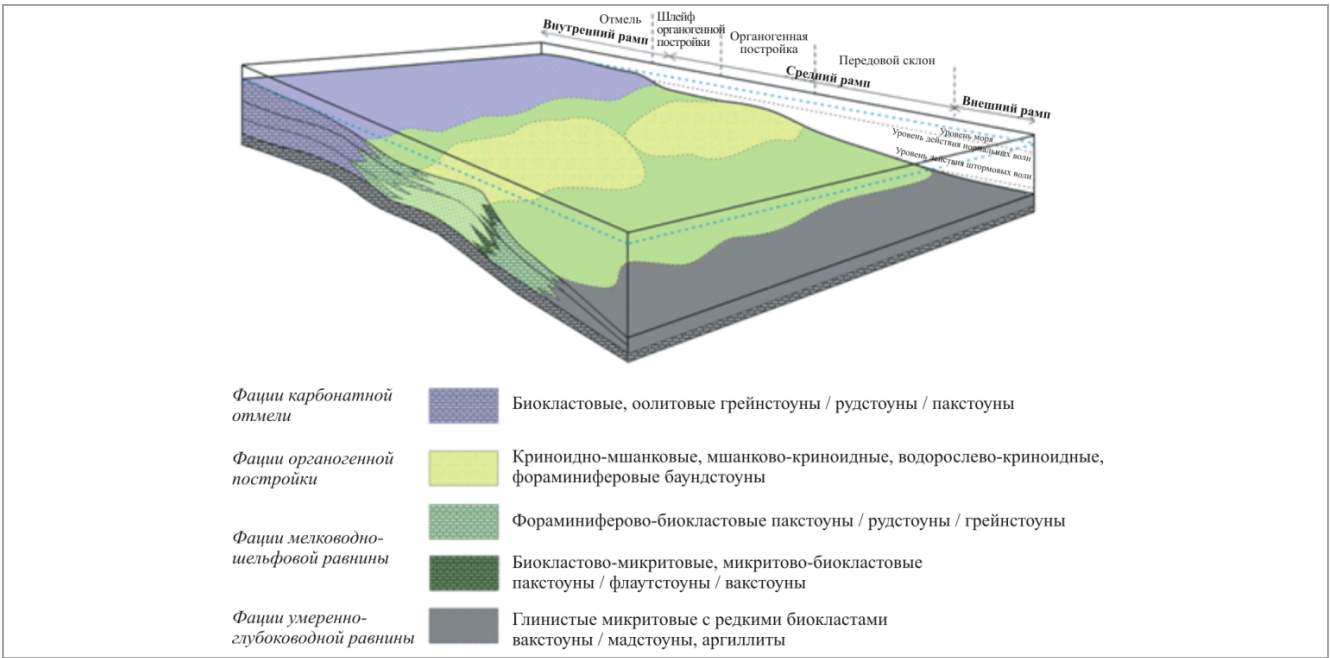


Рис. 3. Концептуальная модель строения каменноугольно-нижнепермских отложений Усинского месторождения

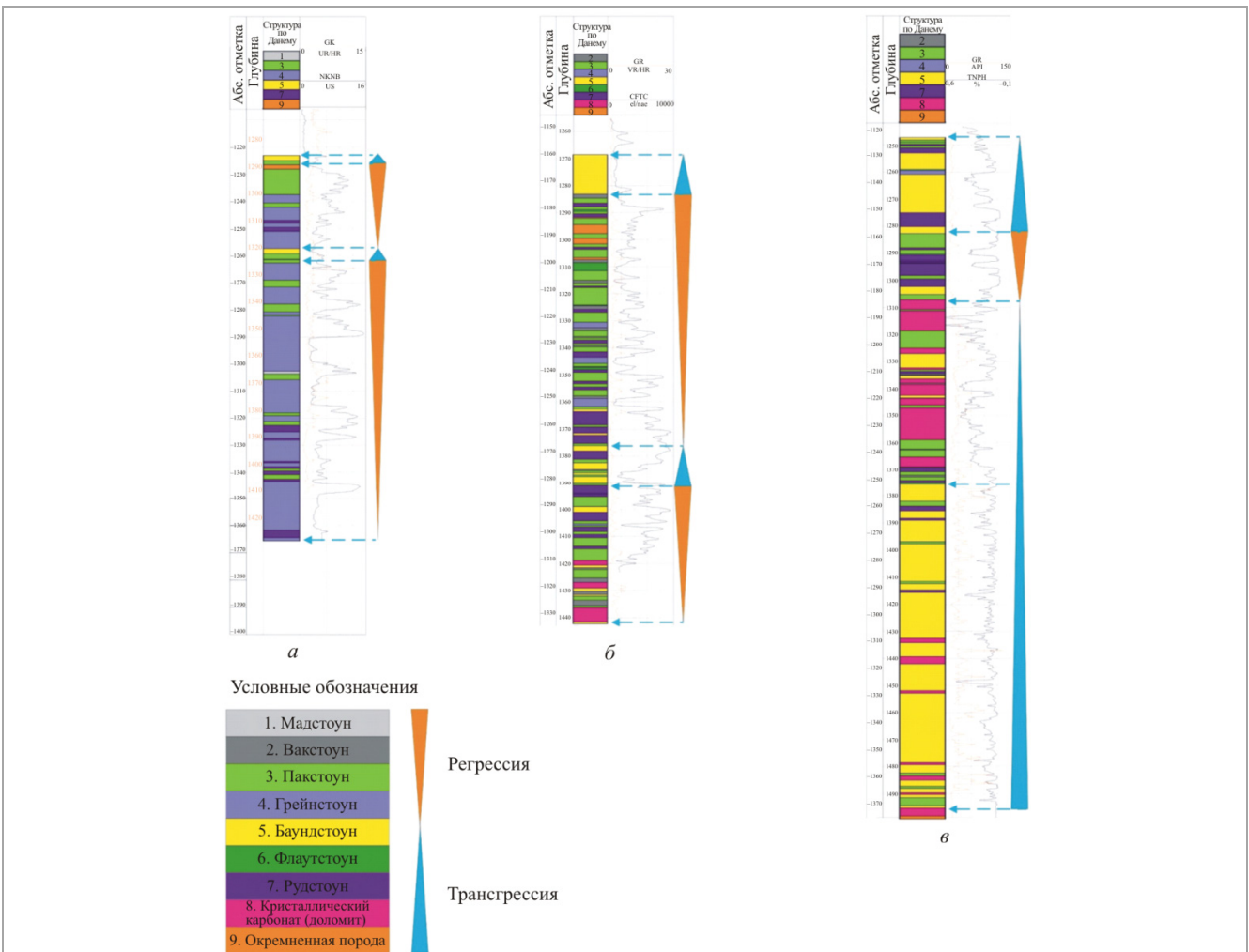


Рис. 4. Разрез скважин с выделенными фашиальными зонами: а – фашиальная зона карбонатной отмели (зона внутреннего рампа); б – фашиальная зона мелководно-шельфовой равнины (шлейф органической постройки); в – фашиальная зона органических построек (зона среднего рампа)

В результате проведенных исследований построены два геологических профиля каменноугольно-нижнепермских отложений Усинского месторождения, выровненные на региональный репер R4, соответствующий кровле промысловой пачки 3-го московского яруса.

Представленные разрезы подтверждают построенную концептуальную модель. На рис. 4 показан разрез скважин, наиболее характерный для выделенных фациальных зон. По данным исследования керна в восточной части месторождения хорошо выделяется зона органогенных построек, образование которых происходило преимущественно в средне-позднекаменноугольное и раннепермское время. В северо-западной части месторождения предполагается существование внутреннего рампа с фациями карбонатной отмели.

Осадкообразование в каменноугольно-раннепермское время происходило при незначительном колебании уровня моря. По результатам исследования керна можно выделить до двух сиквенций второго порядка в каменноугольных средне-верхнекаменноугольных отложениях и одну сиквенцию в нижнепермских. Сиквенции состоят из трансгрессивного системного тракта и тракта высокого стояния. Отложения низкого системного тракта в изученных разрезах не распространены.

При относительном подъеме и высоком стоянии уровня моря происходило образование и рост органогенных построек, что соответствует стадии стабилизации и аккумуляции.

При выводе органогенной постройки к уровню моря и стабилизации или небольшом понижении уровня моря происходило разрушение постройки с образованием органогенно-обломочных отложений (стадия деструкции).

Идеальная последовательность состоит из отложений мелководно-шельфовых равнин, сменяющихся отложениями карбонатных отмелей, и далее фациями органогенных построек. Заканчивают разрез отложения субаэральной экспозиции (брекчии, палеокарст и т.д.).

### Применение анализа шлифов при трехмерном моделировании

В рамках построения цифровой трехмерной геологической модели пермокарбонатной залежи выполнена концептуальная модель Усинского месторождения с использованием комплекса данных на основе результатов исследований керна, геофизических исследований скважин и интерпретации 3D-данных сейсморазведки [23]. Полученная ранее концептуальная модель отражает основные геологические принципы

строения продуктивных отложений. Таким образом, есть все необходимое для создания концептуальной модели с использованием трехмерного моделирования [24].

В качестве основы построения концептуальной модели в программный комплекс геологического моделирования были загружены следующие виды данных:

- границы фациальных зон, выделенных при интерпретации 3D-данных сейсморазведки (выделены по четырем основным пластам);
- выделенные литотипы по классификации Р. Данема по 12 скважинам, расположенным в пределах пермокарбонатной залежи;
- структурные поверхности отражающих горизонтов.

Учитывая анализ сейсмических поверхностей, построена опорная структурно-тектоническая модель пермокарбонатных отложений, состоящая из четырех пластов.

На основе структурно-тектонического каркаса четырех пластов для концептуального моделирования построена трехмерная сетка с размером ячеек по латерали 100×100 м. Выбрана сетка с равной толщиной ячеек [25–27]. По каждому пласту внутри трехмерной сетки был получен дискретный параметр распределения фациальных зон, выделенных по результатам интерпретации 3D-данных сейсморазведки. Каждой фациальной зоне присвоен уникальный дискретный индекс. Так как границы фациальных зон выделены только по латерали, было принято решение использовать метод Indicators Belts для равномерного, реалистичного изменения границ выделенных фациальных зон по вертикали. Результатом распределения фациальных зон является трехмерный параметр фаций (Facies), который наиболее точно отражает форму и характер распространения рассматриваемых типов фаций.

Исходные данные по литотипам были загружены в виде Las-файлов в качестве скважинной информации. Литотипы перенесены на ячейку сетки при помощи функции осреднения скважинных данных, что позволило получить значения литотипов в кубе в пределах траекторий скважин. Далее с использованием стохастического моделирования внутри каждой фациальной зоны распределены дискретные значения литотипов по скважинам. Получен итоговый параметр трехмерного распределения литотипов в межскважинном пространстве с учетом фациальных зон (рис. 5), отражающий общую концепцию седиментации осадков. По данным рис. 5 видно, как сменяются разные типы разреза, контролируемые сменой фациальных зон и представленные характерными сочетаниями литотипов.



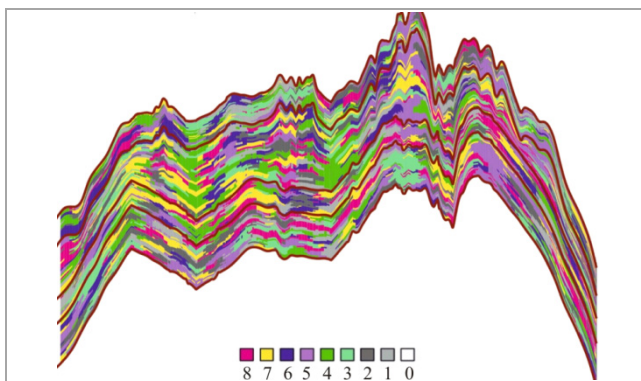


Рис. 5. Итоговое распределение литотипов в трехмерной сетке пермокарбонатной залежи Усинского месторождения: 0 – построение за пределами пласта; 1 – мадстоун; 2 – вакстоун; 3 – пакстоун; 4 – грейнстоун; 5 – баундстоун; 6 – флаутстоун; 7 – рудстоун; 8 – кристаллический карбонат

Полученный трехмерный куб литотипов может быть использован на дальнейших этапах трехмерного моделирования ФЕС пород коллекторов, в том числе как дополнительный параметр при распределении коэффициента нефтенасыщенности пермокарбонатной залежи.

### Заключение

В специализированном формате сформирована база данных описаний шлифов пермокарбонатной залежи Усинского месторождения. Сформированная база данных использована в качестве информационной основы для комплексного анализа шлифов Р-С залежи Усинского месторождения с целью последующего построения более достоверных трехмерных моделей, промышленного подсчета запасов и проектирования разработки месторождений.

На основе 1710 описаний шлифов, данных ГИС и 3D-сведений сейсморазведки построена детализированная концептуальная модель строения каменноугольно-нижнепермских отложений Усинского месторождения.

Реализован подход к созданию трехмерной концептуальной модели Р-С залежи Усинского месторождения на базе обобщенных геолого-геофизических данных с учетом литотипов, выделенных по классификации Р. Данема.

### Библиографический список

1. Губайдуллин М.Г., Белозеров И.П., Юрьев А.В. Экспериментальные исследования относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти водой в сложнопостроенных коллекторах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 2. – С. 49–52.
2. Двухфазная фильтрация в трансверсально-изотропной пористой среде. Теория и эксперимент / М.Н. Дмитриев, В.В. Кадет, М.Н. Кравченко, С.Г. Россохин // Известия РАН. – 2004. – № 4. – С. 92–97.

3. Экспериментальное изучение фильтрационных свойств анизотропных коллекторов углеводородного сырья / Н.М. Дмитриев, А.Н. Кузьмичев, Н.Н. Михайлов, В.М. Максимов // Бурение и нефть. – 2015. – № 11. – С. 6–9.
4. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – М.: Нефть и газ, 1997. – 387 с.
5. Зайнутдинов Р.С. Совершенствование метода определения остаточной нефтенасыщенности пластов по керну для оценки коэффициентов вытеснения нефти водой: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06. – Уфа, 1998. – 162 с.
6. Зубков М.Ю., Микулина О.И., Пушин А.В. Результаты исследований относительных фазовых проницаемостей разновозрастных продуктивных отложений Краснотуркменского месторождения // Вестник недропользования Ханты-Мансийского автономного округа. – 2012. – № 25. – С. 42–52.
7. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. – М.: Изд-во НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2004. – 629 с.
8. Изучение остаточного нефтенасыщения разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов, А.В. Джамесюк, Т.Н. Кольчицкая, Н.А. Семенова. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1990. – 59 с.
9. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1979. – 301 с.
10. Некоторые результаты оценки влияния способов экстракции нефтенасыщенных карбонатных пород на их коллекторские свойства / Н.Ш. Хайрединов, А.А. Губайдуллин, Е.А. Юдинцев, С.А. Блинов // Труды ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1987. – № 60. – С.103–109.
11. Шванов В.Н., Фролов В.Т., Сергеева Э.И. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. – СПб.: Недра, 1998. – 521 с.
12. Herrera R.G., Fernando S.V., Hernandez F.P. On the Petrophysics of Carbonate Reservoirs Through Whole Core Analysis // Society of Petroleum Engineers, International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico. 10–13 October. – Veracruz, Mexico, 1994. DOI: 10.2118/28675-MS
13. Pore Geometry of Carbonate Rocks and Capillary Pressure Curves / R.L. Jodry, G.V. Chilingarian, S.J. Mazzulloand, H.H. Rieke // Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis. – Part I. – Elsevier, Amsterdam, 1992. – 670 p. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70129-3
14. Fluid Flow Through Carbonate Rock Systems / V.F. Samaniego, G.V. Chilingarian, S.J. Mazzullo, H.H. Rieke // Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis. – Part I. – Elsevier, New York, 1992. – P. 439–503. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70133-5
15. Skopec R.A. Proper Coring and Wellsite Core Handling Procedures: The First Step Toward Reliable Core Analysis // J. Pet. Tech. – 1994. – April. – 280 p. DOI: 10.2118/28153-PA
16. Chilingarin G.V., Mazzullo S.J., Rieke H.H. Carbonate reservoir characterization: a geologic – engineerin analysis. – Part 2. – Elsevier, 1996. – 993 p.
17. Denney D. Whole Core vs. Plugs: Integrating Log and Core Data to Decrease Uncertainty in Petrophysical Interpretation and Oil-In-Place Calculations // Journal of Petroleum Technology. – 2011. – Vol. 63. – SPE. № 0811-0058-JPT. – P. 58–60. DOI: 10.2118/0811-0058-JPT.
18. Honarpour M.M., Mahmood S.M. Relative-Permeability Measurements: An Overview // Journal of Petroleum Technology. – 1998. – Vol. 40. – SPE. № 18565 – PA. – P. 15–19. DOI: 10.2118/18565-PA
19. McPhee C.A., Arthur K.G. Relative Permeability Measurements: An Inter-Laboratory Comparison // European Petroleum Conference, 25–27 October. – London: United Kingdom, 1994. – P. 199–211. DOI: 10.2118/28826-MS
20. Алексин Г.А., Клещев А.А., Россихин Ю.А. Перспективы поисков нефти и газа на севере Тимано-Печорской провинции. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1982. – 44 с.
21. Dougias R., Rasoul A. Reconsidering Klinkenbergs permeability data. – SCA, Norway, 2018. – 1 p.
22. Arabjamaloei R., Daniels D., Ebeltoft E. Validation of permeability and relative permeability data using mercury injection capillary pressure data. – SCA, Norway, 2018. – 2 p.

22. Ампилов Ю.П. Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска. – М.: Геоинформмарк, 2002. – 201 с.

24. Путилов И.С. Трехмерное геологическое моделирование при разработке нефтяных и газовых месторождений. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2011. – 72 с.

25. Evgeniy Kovalevskiy Geological Modelling on the Base of Geostatistics. COURSE NOTE. – Student Lecture Tour, RUSSIA & CIS, 2011–2012.

26. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 1. Геологические модели). – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2003.

27. Закревский В.И. Геологическое 3D-моделирование. – М.: Маска, 2009. – 376 с.

28. Антошкина А.И. Рифообразование в палеозое (север Урала и сопредельные области). – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 2003.

29. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. – М.: ЕАГЕ Геомодель, 2014. – 232 с.

30. Багринцева К.И. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 231 с.

31. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: Изд-во РГГУ, 1999. – Ч. II. – 285 с.

32. Беляева Н.В., Корзун А.Л., Петрова Л.В. Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке Европейской платформы (в связи с формированием рифовых резервуаров). – СПб.: Наука, 1998. – 154 с.

33. Гмид Л.П., Леви С.Ш. Атлас карбонатных пород-коллекторов // Труды ВНИГРИ. – Л.: Недра, 1972. – Вып. 313. – 176 с.

34. Атлас текстур и структур осадочных горных пород. Ч. 2: Карбонатные породы / Е.В. Дмитриева, Г.И. Ершова [и др.]. – М.: Недра, 1969. – 700 с.

35. Лидер М.Р. Седиментология. Процессы и продукты. – М.: Мир, 1986. – 439 с.

36. Маслов В.П. Атлас пороодообразующих организмов (известковых и кремневых). – М.: Наука, 1973. – 268 с.

37. Обстановки осадконакопления и фации: в 2 т.: пер. с англ. / под ред. Х. Рединга. – М.: Мир, 1990. – Т. 2. – 384 с.

38. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления: пер. с англ. – М.: Недра, 1989. – 296 с.

39. Атлас структурных компонентов карбонатных пород / Н.К. Фортунатова, О.А. Карцева, А.В. Баранова, Г.В. Агафонова, И.П. Офман. – М.: Изд-во ВНИГНИ, 2005. – 440 с.

40. Чехович П.А. Карбонатные платформы в раннепалеозойских осадочных бассейнах. Седиментационные характеристики и методы изучения // Жизнь Земли. Геология, геодинамика, экология, музеология: сб. науч. тр. Музея землеведения. – М.: МГУ, 2010. – Т. 32. – 104–132.

41. Maurice E., Tucker, Wright V. Paul. Carbonate sedimentology. – Blackwell Science Ltd, 1990. – 484 p.

42. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to liner regression analysis. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.

43. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.

44. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics // AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.

45. Путилов И.С., Козлова И.А., Филькина Н.А. Использование методов литолого-фациального анализа для уточнения геологического строения карбонатных залежей месторождений Соликамской депрессии // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 32–36.

## References

1. Gubaidullin M.G., Belozarov I.P., Iur'ev A.V. Eksperimental'nye issledovaniia otnositel'nykh fazovykh pronitsaemosti i koeffitsienta vytesneniia nefiti vodoi v slozhnopostroennykh kollektorakh [Experimental study of relative phase permeability and factors of oil replacement by water in complicatedly-composed reservoirs]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2017, no. 2, pp. 49–52.

2. Dmitriev M.N., Kadet V.V., Kravchenko M.N., Rossokhin S.G. Dvukhfaznaia fil'tratsiia v transversal'no-izotropnoi poristoii srede. Teoriia i eksperiment [Two-phase filtration a transversally isotropic porous medium: Experiment and theory]. *Izvestiia Rossiiskoi akademii nauk*, 2004, no. 4, pp. 92–97.

3. Dmitriev N.M., Kuz'michev A.N., Mikhailov N.N., Maksimov V.M. Eksperimental'noe izuchenie fil'tratsionnykh svoystv anizotropnykh kollektorov uglevodorodnogo syr'ia [Experimental study of filtration properties of hydrocarbons anisotropic fields]. *Burenie i nef't'*, 2015, no. 11, pp. 6–9.

4. Zheltov Iu.V., Kudinov V.I., Malofeev G.E. Razrabotka slozhnopostroennykh mestorozhdenii viazkoii nefiti v karbonatnykh kollektorakh [Development of complex viscous oil fields in carbonate reservoirs]. Moscow: Neft' i gaz, 1997, 387 p.

5. Zainutdinov R.S. Sovershenstvovanie metoda opredeleniia ostatochnoi neftenasyshchennosti plastov po kernu dlia otsenki koeffitsientov vytesneniia nefiti vodoi [Improvement of the method for determining the residual oil saturation of formations by core to estimate the coefficients of oil displacement by water]. Abstract of Ph. D. thesis. Ufa, 1998, 162 p.

6. Zubkov M.Iu., Mikulina O.I., Pushin A.V. Rezul'taty issledovaniia otnositel'nykh fazovykh pronitsaemosti raznovozrastnykh produktivnykh otlozhenii Krasnoleninskogo mestorozhdeniia [Results of studies of the relative phase permeabilities of different-age productive deposits of the Krasnoleninskoye field]. *Vestnik nedropol'zovaniia Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga*, 2012, no. 25, pp. 42–52.

7. Masket M. Techenie odnorodnykh zhidkostei v poristoii srede [The flow of homogeneous fluids in a porous medium]. Moscow: NITs "Reguliarniia i khaoticheskaia dinamika", 2004, 629 p.

8. Mikhailov N.N., Dzhesiesukh A.V., Kol'chitskaia T.N., Semenova N.A. Izuchenie ostatochnogo neftenasyshcheniia razrabatyvaemykh plastov [Study of the residual oil saturation of the developed formations]. Moscow: VNIOENG, 1990, 59 p.

9. Tul'bovich B.I. Metody izucheniia porod-kollektorov nefiti i gaza [Methods for studying oil and gas reservoir rocks]. Moscow: Nedra, 1979, 301 p.

10. Khairedinov N.Sh., Gubaidullin A.A., Iudintsev E.A., Blinov S.A. Nekotorye rezul'taty otsenki vlianiia sposobov ekstraktsii neftenasyshchennykh karbonatnykh porod na ikh kollektorskie svoystva [Some results of assessing the impact of methods for the extraction of oil-saturated carbonate rocks on their reservoir properties]. *Trudy Tatarskogo nauchno-issledovatel'skogo i proektnogo instituta nefiti*. Bugul'ma, 1987, no. 60, pp.103–109.

11. Shvanov V.N., Frolov V.T., Sergeeva E.I. Sistematika i klassifikatsiia osadochnykh porod i ikh analogov [Systematics and classification of sedimentary rocks and their analogues]. Saint Petersburg: Nedra, 1998, 521 p.

12. Herrera R.G., Fernando S.V., Hernandez F.P. On the Petrophysics of Carbonate Reservoirs Through Whole Core Analysis. Society of Petroleum Engineers, International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, 10-13 October. Veracruz, Mexico, 1994. DOI: 10.2118/28675-MS

13. Jodry R.L., G Cilingarian V., Mazzulloand S.J., Rieke H.H. Chapter 6 Pore Geometry of Carbonate Rocks and Capillary Pressure Curves. *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis*. Part I. Elsevier, Amsterdam, 1992, 670 p. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70129-3

14. Samaniego V.F., Chilingarian G.V., Mazzullo S.J., Rieke H.H. Chapter 10 Fluid Flow Through Carbonate Rock Systems. *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis*. Part I. Elsevier, NewYork, 1992, pp. 439–503. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70133-5

15. Skopec R.A. Proper Coring and Wellsite Core Handling Procedures: The First Step Toward Reliable Core Analysis. *Journal of Petroleum Technology*, 1994, Vol. 46, iss. 04, pp. 280–280. DOI: 10.2118/28153-PA

16. Chilingarin G.V., Mazzullo S.J., Rieke H.H. Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis. Part 2. Elsevier, 1996, 993 p.

17. Denney D. Whole Core vs. Plugs: Integrating Log and Core Data to Decrease Uncertainty in Petrophysical Interpretation and Oil-In-Place Calculations. *Journal of Petroleum Technology*, 2011, vol. 63, iss. 08, pp. 58–60. DOI: 10.2118/0811-0058-JPT.



18. Honarpour M.M., Mahmood S.M. Relative-Permeability Measurements: An Overview. *Journal of Petroleum Technology*, 1998, vol. 40, iss. 08, pp. 15-19. DOI: 10.2118/18565-PA
19. McPhee C.A., Arthur K.G. Relative Permeability Measurements: An Inter-Laboratory Comparison. *European Petroleum Conference*, 25-27 October. London: United Kingdom, 1994, pp. 199-211. DOI: 10.2118/28826-MS
20. Aleksin G.A., Kleshchev A.A., Rossikhin Iu.A. Perspektivy poiskov nefiti i gaza na severe Timano-Pechorskoi provintsii [Prospects for oil and gas prospecting in the north of the Timan-Pechora province]. Moscow: VNIIOENG, 1982, 44 p.
21. Dougias R., Rasoul A. Reconsidering Klinkenbergs permeability data. SCA. Norway, 2018, 1 p.
22. Arabjamaloei R., Daniels D., Ebeltoft E. Validation of permeability and relative permeability data using mercury injection capillary pressure data. SCA. Norway, 2018, 2 p.
23. Ampilov Iu.P. Metody geologo-ekonomicheskogo modelirovaniia resursov i zapasov nefiti i gaza s uchetom neopredelennosti i riska [Methods for geological and economic modeling of oil and gas resources and reserves, taking into account uncertainty and risk]. Moscow: Geoinformmark, 2002, 201 p.
24. Putilov I.S. Trekhmernoe geologicheskoe modelirovanie pri razrabotke nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii [A three-dimensional geological modeling in the development of oil and gas fields]. Perm: Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2011, 72 p.
25. Evgeniy Kovalevskiy Geological Modelling on the Base of Geostatistics. COURSE NOTE. Student Lecture Tour, RUSSIA & CIS, 2011-2012.
26. Metodicheskie ukazaniia po sozdaniiu postoianno deistvuiushchikh geologo-tekhnologicheskikh modeli nefitnykh i gazoneftnykh mestorozhdenii (Chast' 1. Geologicheskie modeli) [Guidelines for the creation of permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields (Part 1. Geological models)]. Moscow: VNIIOENG, 2003.
27. Zakrevskii V.I. Geologicheskoe 3D-modelirovanie [Geological 3D modeling]. Moscow: Maska, 2009, 376 p.
28. Antoshkina A.I. Rifoobrazovanie v paleozoe (sever Urala i sopredel'nye oblasti) [Reef formation in the Paleozoic (northern Urals and adjacent regions)]. Ekaterinburg: Ural'skoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 2003.
29. Zhemchugova V.A. Rezervuaruaia sedimentologiya karbonatnykh otlozhenii [Reservoir sedimentology of carbonate deposits]. Moscow: EAGE Geomodel', 2014, 232 p.
30. Bagrintseva K.I. Karbonatnye porody – kolektory nefiti i gaza [Carbonate rocks – oil and gas reservoirs]. Moscow: Nedra, 1977, 231 p.
31. Bagrintseva K.I. Usloviia formirovaniia i svoystva karbonatnykh kolektorov nefiti i gaza [Formation conditions and properties of carbonate reservoirs of oil and gas]. Moscow: Rossiiskii gosudarstvennyi gumanitarnyi universitet, 1999, part II, 285 p.
32. Beliaeva N.V., Korzun A.L., Petrova L.V. Model' sedimentatsii fransko-turmeiskikh otlozhenii na severo-vostoche Evropeiskoi platformy (v svyazi s formirovaniem rifovykh rezervuarov) [Model of sedimentation of the Frasco-Tournaisian sediments in the northeast of the European Platform (in connection with the formation of reef reservoirs)]. Saint Petersburg: Nauka, 1998, 154 p.
33. Gmid L.P., Levi S.Sh. Atlas karbonatnykh porod-kollektorov [Atlas of carbonate reservoir rocks]. *Trudy Vserossiiskogo nefitnogo nauchno-issledovatel'skogo geologorazvedochnogo instituta*. Leningrad: Nedra, 1972, iss. 313, 176 p.
34. Dmitrieva E.V., Ershova G.I. et al. Atlas tekstur i struktur osadochnykh gornykh porod. Chast' 2. Karbonatnye porody [Atlas of textures and structures of sedimentary rocks. Part 2. Carbonate rocks]. Moscow: Nedra, 1969, 700 p.
35. Lider M.R. Sedimentologiya. Protssy i produkty [Sedimentology. Processes and products]. Moscow: Mir, 1986, 439 p.
36. Maslov V.P. Atlas porodoobrazuiushchikh organizmov (izvestkovykh i kremnevykh) [Atlas of rock-forming organisms (calcareous and flint)]. Moscow: Nauka, 1973, 268 p.
37. Obstanovki osadkonakopleniia i fatsii [Sedimentary environments and facies]. Ed. Kh. Redinga. Moscow: Mir, 1990, vol. 2, 384 p.
38. Selli R.Ch. Drevnie obstanovki osadkonakopleniia [The ancient depositional environment]. Moscow: Nedra, 1989, 296 p.
39. Fortunatova N.K., Kartseva O.A., Baranova A.V., Agafonova G.V., Ofman I.P. Atlas strukturnykh komponentov karbonatnykh porod [Atlas of structural components of carbonate rocks]. Moscow: Vserossiiskii nefitnoi nauchno-issledovatel'skii geologorazvedochnyi institut, 2005, 440 p.
40. Chekhovich P.A. Karbonatnye platformy v rannepaleozoiskikh osadochnykh basseynakh. Sedimentatsionnye kharakteristiki i metody izucheniia [Carbonate platforms in the Early Paleozoic sedimentary basins. Sedimentation characteristics and study methods]. *Zhizn' Zemli. Geologiya, geodinamika, ekologiya, muzeologiya. Sbornik nauchnykh trudov Muzeia zemlevedeniia*. Moscow: Moskovskii gosudarstvennyi universitet, 2010, vol. 32, pp.104-132.
41. Maurice E. Tucker, Wright V. Paul. Carbonate sedimentology. Blackwell Science Ltd, 1990, 484 p.
42. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to liner regression analysis. New York: John Wiley & Sons, 1982, 504 p.
43. Watson G.S. Statistic on spheres. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983, 238 p.
44. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. *AAPG*. Tulsa, Oklahoma, 1994, 231 p.
45. Putilov I.S., Kozlova I.A., Fil'kina N.A. Ispol'zovanie metodov litologo-fatsial'nogo analiza dlia utochneniia geologicheskogo stroeniia karbonatnykh zalezhei mestorozhdenii Solikamskoi depressii [Using of methods of lithologic-facial analysis to specify geological structure of carbonate deposits of Solikamsk depression]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 32-36.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Создание концептуальной геологической модели, основанной на литолого-петрографических исследованиях, на примере пермокарбоневой залежи Усинского месторождения / И.С. Путилов, Е.Е. Винокурова, А.А. Гуляева, А.Л. Южаков, Н.А. Попов // Недропользование. – 2020. – Т.20, №3. – С.214–222. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.2

Please cite this article in English as:

Putilov I.S., Vinokurova E.E., Guliaeva A.A., Yuzhakov A.L., Popov N.A. Creation of a Conceptual Geological Model based on Lithological-Petrographic Research on the Example of the Permo-Carboniferous Deposit of the Usinskoe Deposit. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.3, pp.214-222. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.2