

Визейские палеоврезы – очаги флюидогенерации в Камском угольном бассейне

И.Ф. Юсупова^{1,2}, Н.П. Фадеева^{1*}, Л.А. Абукова²

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

В статье рассматриваются палеоврезы в турнейских известняках Волго-Уральского бассейна, выполненные аллювиально-делювиальными отложениями визейского возраста и содержащие прослои углей. Процессы, протекающие в этих отложениях (катагенное сокращение мощности угольных пластов и углистых аргиллитов, агрессивное воздействие продуктов дефлюидизации угольного органического вещества на вмещающие породы и др.), усиливают флюидодинамическую неоднородность внутриврезовых отложений и способствуют эмиграции углеводородов (УВ). К основным нефтегазогенерирующим толщам в каменноугольном разрезе относятся породы турнейского яруса и бобриковского горизонта визейского яруса. Палеоврезы, наряду с площадным распространением визейских углей, могут рассматриваться как очаги флюидогенерации, в том числе жидких и газовых УВ.

Ключевые слова: палеоврезы, нижний карбон, визейский ярус, угли, углистые аргиллиты, органическое вещество, флюидогенерация

Для цитирования: Юсупова И.Ф., Фадеева Н.П., Абукова Л.А. (2021). Визейские палеоврезы – очаги флюидогенерации в Камском угольном бассейне. *Георесурсы*, 23(2), с. 67–72. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.6>

Введение. На территории Камского угольного бассейна, находящегося в пределах Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ), на разных стратиграфических уровнях и глубинах установлены угольные залежи (D, C₁, P, N). Максимум угленосности зафиксирован в визейских отложениях карбона (C₁); одновременно они являются и нефтегазоносными.

Совместное сосуществование горючих ископаемых различного агрегатного состояния в пределах одной толщи (структуры) установлено во многих НГБ (Западно-Сибирском, Лено-Виллоиском, Ордосском, Сан-Хуан и другие). Так, например, в Донецком бассейне (Восточно-Европейская платформа) к настоящему времени открыто свыше 200 месторождений нефти, газоконденсата и газа (Фадеева и др., 2017). В Волго-Уральском НГБ угольные пласты толщиной 10–30 м вскрыты при бурении нефтеразведочных скважин. Существует несколько моделей контакта углей с вмещающими породами (Ларочкина, 1993). Установлено, что угли радаевско-бобриковского горизонтов терригенного нефтеносного комплекса сопровождают разновозрастные залежи нефти при самом близком контакте на десятках месторождений (Гафуров, 2000; Угольная база России, 2000).

Одной из основных структурных форм, к которым приурочены визейские угольные залежи, являются эрозионно-карстовые погребенные палеоврезы в турнейских известняках (рис. 1); другая форма – площадное распространение.

Картирование таких врезов связано с определенными трудностями, их фиксация носит фрагментарный характер, уверенно выделяются палеоврезы лишь глубиной

20 м и более, а пониженная крепость (по сравнению с вмещающими породами) делает угли уязвимыми при бурении и сказывается на информативности последнего (Угольная база России, 2000). Отложения врезов считаются резервом восполнения запасов нефти, а визейские угли – альтернативным источником углеводородного сырья в регионе (Мухаметшин, 2006; Хасанов и др., 2013а), в связи с чем необходимо изучение угленосности палеоврез.

Целью данной статьи является установление роли угольного органического вещества (ОВ) и тех факторов, которые могут способствовать формированию нефтегазоносности Волго-Уральского НГБ.

Результаты. Палеоврезы – вместилища аллювиально-дельтовых песчано-глинистых отложений, нередко с прослоями углей и углистых сланцев. Глубина залегания врезов 900–1400 м и более, амплитуда денудации до 60 м (иногда до 100 м). Мощность угольных пластов изменчива; на угольно-нефтяном месторождении Арлан она составляет 5,0–32,4 м на глубинах 1291–1398 м. Объемы углей и углистых сланцев в эрозионных врезках значительны, соизмеримы с объемом нефтенасыщенных пород и даже превосходят последние (Мухаметшин, 2006).

Угли раннего карбона Камского бассейна гумусовые, иногда гумусово-сапропелевые или сапропелево-гумусовые с полосчато-штриховатой структурой; по петрографическому составу они неоднородны. Все исследователи отмечали в качестве общего характерного признака высокое содержание микрокомпонентов группы липтинита. В визейских углях они представлены споринитом, кутинитом, резинитом, альгинитом. Присутствие многочисленных оболочек макроспор отражается на структуре углей, иногда делая ее однородной с зернистым строением (Марковский, 1965; Угольная база России, 2000).

Визейские угли Камского бассейна среднезольные, высокосернистые, с высоким выходом летучих веществ.

* Ответственный автор: Наталья Петровна Фадеева
e-mail: fadeeva_nataly@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

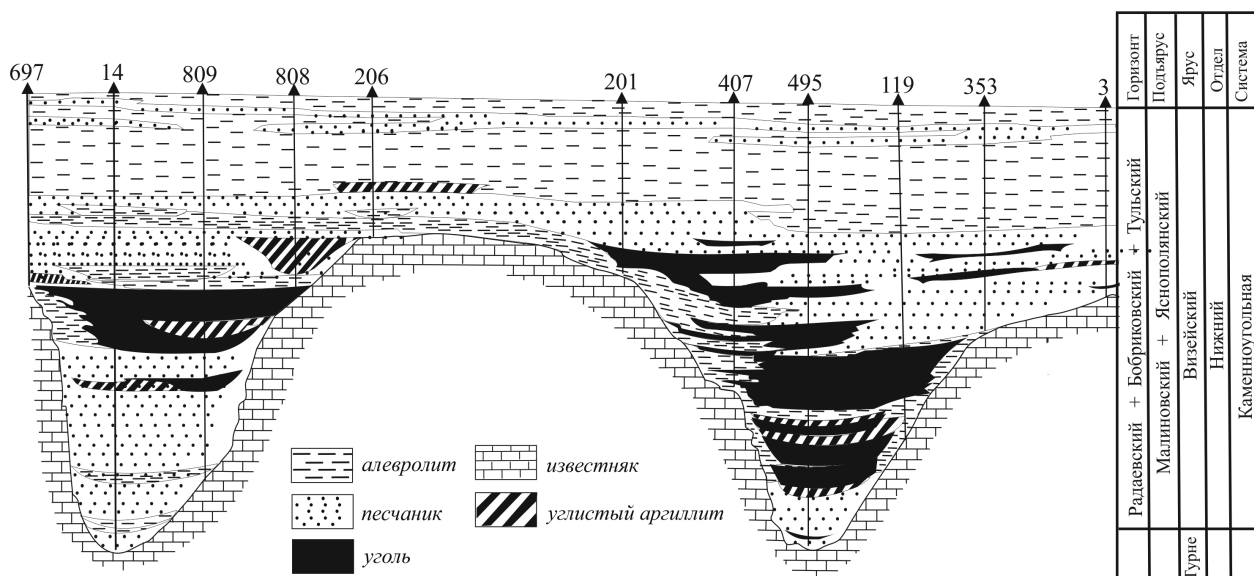


Рис. 1. Палеоврезы в турнейских известняках – вместилище визейских угольных залежей. Угльно-нефтяное месторождение Арлан (Угольная база России, 2000)

Угли находятся в первой половине мезокатагенеза (марки Б₃-Д-Г). Отмечена сильная загазованность и обводненность угленосной толщи (Угольная база России, 2000). Многочисленные и разносторонние исследования угленосных толщ показали, что угольное ОВ является значимым флюидогенерирующим компонентом осадочных отложений. Генерация и отторжение флюидов (H₂O, CO₂, H₂S, NH₃, H₂, CH₄ и другие УВ) сопутствуют практически всем стадиям углефикации – образованию угольного ОВ, начиная с накопления и превращения торфа в бурый, затем в каменный уголь. Скопление газов в недрах торфяника иногда сопровождается взрывной дегазацией, выбросом жидкого торфа и даже самовоспламенением газов. Дефлюидизация, самонагревание (и подземное горение) торфяников, последующее появление битумов, высоко-температурных соединений во многом определяют неоднородность состава будущих углей (Фриш, 1981).

На ранних этапах катагенеза доминирующим продуктом углефикационного флюидообразования считается метан (а вместе с ним этан, пропан, иногда жидкие углеводороды, углекислота и др.). Формируются метанугольные коллекторы, специфику которых определяют особенности нахождения в них газов (свободное, сорбированное, твердый углегазовый раствор (Айруни, 2005)) и условия их высвобождения. Для исследований по извлечению газов из таких коллекторов интересны и угли дельтово-аллювиального генезиса (Zou et al., 2013).

В угленосных толщах возможно формирование еще одного типа коллекторов. Уничтожение больших масс твердого ОВ в очагах экзотермического самонагревания углей может приводить не только к образованию дополнительных флюидов (CO₂, CH₄, битумов и др., высокотемпературных минералов), но и к высвобождению значительного пустотного пространства; его неполное сохранение возможно длительное время. Пирометаморфические коллекторы былых эпох рассматривались нами на примере Канско-Ачинского угольного бассейна (Абукова и др., 2019). Что касается визейских угленосных отложений изучение и картирование палеоочагов самонагревания в Камском бассейне не проводилось.

С генерацией и отделением флюидов масса твердого угольного ОВ уменьшается, сокращается и толщина угольных пластов. Усадка углей от торфяной стадии до каменноугольной оценивается минимум в 3–5 раз (Волков, 1993). Изменчивость мощности и состава (зольность, наличие породных прослоев и т.д.) угольной массы делают усадку угольных пластов и проседание перекрывающих отложений неравномерными; породные прослои деформируются (вплоть до потери целостности).

В угольном пласте выделяют различные группы трещин (эндогенные, экзогенные, кливаж (Аммосов и др., 1960)). Наличие трещин разного генезиса может оказывать разное воздействие на фильтрационную способность углей. Часть трещин обусловлена потерей массы ОВ в процессе углефикации – это так называемая эндогенная (катагенная) трещиноватость. Сокращение мощности пластов в результате уменьшения содержания ОВ рассматривалось и ранее, в том числе нами на примере горючих сланцев, теряющих свое ОВ в условиях подземного карста (Юсупова, 1994; Абукова и др., 2014; Юсупова и др., 2019).

В палеоврезах Камского бассейна в визейских углях встречаются разные типы трещин. По плоскостям наслоения формируются горизонтальные трещины, они образуют широко распространенную пластинчатую отдельность. Вертикальные трещины обычно выполнены кальцитом (реже галитом, сульфидами); фиксируются косорасположенные к наслоению зеркала скольжения (Угольная база России, 2000). Частичная разгрузка пластов от сжимающих напряжений во врезх благоприятствует более заметному проявлению катагенной трещиноватости (по сравнению с тектонической), раскрытию вертикальных трещин, а возможно и частичной их сохранности от последующего смыкания (Мухаметшин, 2006). Усадку претерпевают все визейские угленосные отложения района – площадные и во врезх. Однако в последних они более заметны и контрастны из-за прерывисто-дискретного (мозаичного) характера распространения.

Катагенная трещиноватость угленосных отложений и их неравномерная усадка внесли определенный вклад в проседание (и образование трещин) перекрывающих

отложений, а также в вертикальную и латеральную миграцию флюидов в пределах палеоврезов, ослабляя гидродинамическую обособленность пластов, создавая возможность межпластовых перетоков. Геолого-промысловые и палинологические данные свидетельствуют о преимущественно восходящих перетоках (Мухаметшин, 2006), а также и о возможности нисходящей миграции флюидов (Лобов и др., 1968).

Для рассматриваемых углей характерны значительные колебания зольности (Угольная база России, 2000). Так, например, на Ульяновском угольно-нефтяном месторождении она изменяется от 14,7 до 53,4%, а на Ташлияре-1 – от 7,32 до 41,49% (зольность, превышающая 35–40%, позволяет считать эти образования углистыми породами). Такая разница в содержании минеральных частиц, являющихся центрами локальных механических напряжений (Кизильштейн, 1998), делает визейские пласты углей разнопрочными, неоднородными по флюдогенерационным потерям, образованию катагенной трещиноватости и, соответственно, фильтрационным свойствам.

Визейские палеоврезы в Камском бассейне – арена разновременных и разнонаправленных процессов; например, наряду с образованием трещин местами происходило их последующее залечивание эпигенетическими минералами. Так, в пределах Ивинской площади по всему разрезу угольной залежи (мощность 6,6 м) отмечается галит, в кровельной части он образует соляную корку. Угольный пласт в данном случае выступает в качестве экранирующего горизонта (Хасанов и др., 2013b). Такие изменения трещинной проницаемости вызывают очаговую дестабилизацию гидродинамического режима, в том числе перестроение структуры и элементов фильтрационного потока (изменение направления и скорости фильтрации флюидов, перераспределение пластовых давлений и др.).

Повышению флюидопроводимости в палеоврезе способствовала децементация песчаников и образование суперколлекторов (Мухаметшин, 2006). По нашему мнению, они обязаны своим появлением продуктам трансформации угольного ОВ: органическим кислотам, CO_2 , H_2S , NH_3 и др., которые, как известно, повышают агрессивность среды, усиливают коррозию некоторых минеральных компонентов, формируют подугленосные зоны кислотного выщелачивания, инициируют процессы

подземного карста (Михайлов, 1986). В нашем случае роль децементации песчаников в палеоврезе неоднозначна: наряду с улучшением коллекторских свойств в отдельных случаях она проявляется неустойчивостью стенок скважин и уменьшением дебитов при эксплуатации (Мухаметшин, 2006).

Относительно генерации углеводородов углями, в том числе и визейскими, существуют разные представления. Это предмет самостоятельных исследований. Отметим следующее.

По данным Е.С. Ларской, смена литофаций и типов ОВ в палеозойских отложениях бассейнов Восточно-Европейской платформы происходит закономерно в направлении с северо-запада на восток и юго-восток в связи с изменением климата: преимущественно аридного и семиаридного в среднем девоне вплоть до среднего франа на семиаридный-гумидный (поздний девон-ранний карбон) и гумидный в раннем-позднем карбоне (Ларская, 1983). В соответствии с климатической зональностью в среднем-позднем девоне фоссилезировалось преимущественно водорослевое сапропелевое ОВ, в турнейских известняках гораздо выше роль экзинитового материала, достигающая максимума в ранневизейских отложениях, где наряду с экзинитовым материалом появляется гумусовый детрит высших растений.

Роль липтинитовых компонентов (преимущественно восков) в генерации жидких УВ проявляется в углеводородном составе некоторых нефтей, начиная с отложений доманикового горизонта ($D_3\text{fr}^2$) и фаменского яруса восточного склона Южно-Татарского свода. Она выражается в бимодальном распределении алканов, где наряду с низкомолекулярным максимумом, отмечается высокомолекулярный – на C_{29} - C_{31} (рис. 2), повышенном содержании стерана C_{29} и др.

Источником таких УВ могли служить бентосные водоросли, а также экзинитовый материал, что согласуется с представлениями Е.С. Ларской. По химическому составу эти водоросли близки к высшей растительности.

Исследование распределения ОВ в шлифах и аншлифах в породах франского и фаменского ярусов Южно-Татарского свода (проведены Н.В. Прониной, Т.А. Шардановой) показало наличие, в основном, бесструктурной аморфной массы, в качестве детритной

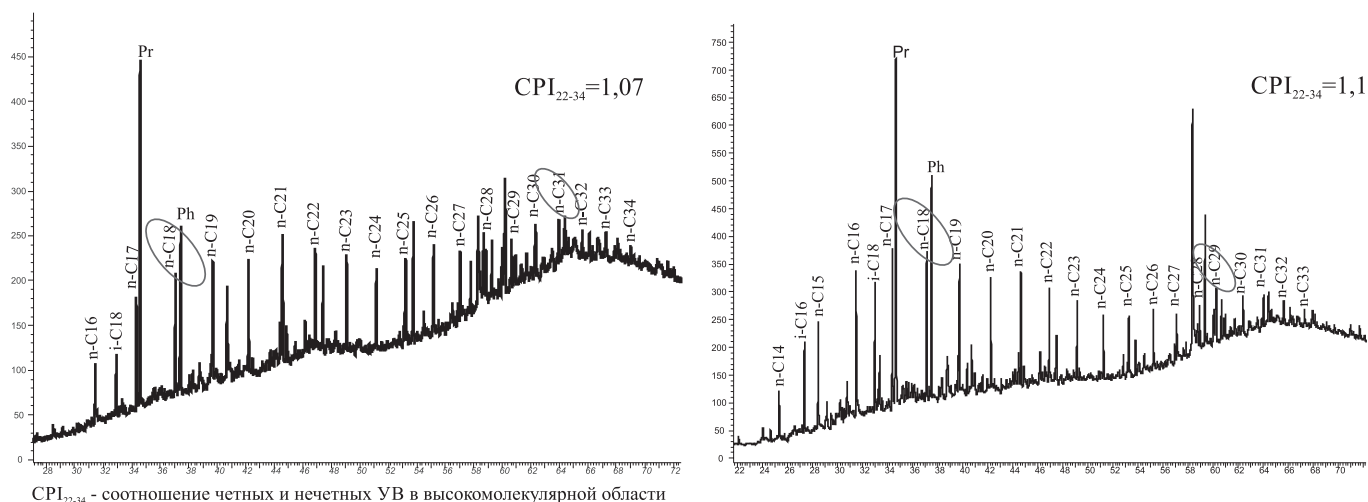


Рис. 2. Хроматограммы алкановых УВ доманикового горизонта (слева – Верхне-Гарейская площадь, известковая глина, справа – Сулинская площадь, микритовый известняк)

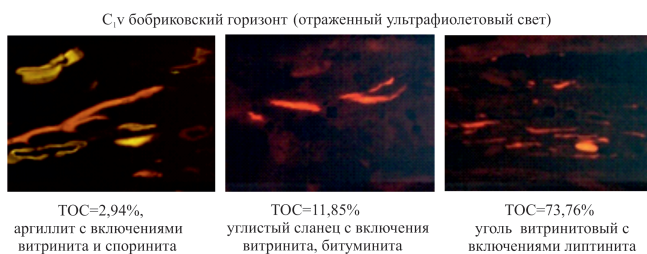


Рис. 3. Распределение ОВ в породах бобриковского горизонта Бузулукской впадины (анилифы пород, отраженный ультрафиолетовый свет)

примеси присутствуют редкие водоросли и липтинитовый материал (рис. 3).

Усиливающаяся роль гумусового материала в виде переотложенного почвенного гумуса, осаждавшегося из растворов (детритное и детритно-колломорфное ОВ, Ларская, 1983), подтверждается инфракрасными спектрами метаново-нафтеновой фракции битумоидов пород, углей и нефтей визейского возраста (Родионова и др., 1968) (рис. 4).

Изучение жидких УВ карбона методом инфракрасной спектроскопии выявило сходство сингенетичного и миграционного битуминозного вещества пород, углей и нефтей. Они представлены нафтеновыми УВ, степень циклизации которых увеличивается от вторичных битумоидов к сингенетичным, особенно в углях; в последних появляются также ароматические и кислородсодержащие структуры, свойственные гумусовому ОВ, заметно снижается роль парафиновых структур. По мнению К.Ф. Родионовой, между сингенетичным и вторичным битумоидом (нефтями) в пределах одной системы больше сходства, чем между нефтями разных геологических систем (девон, карбон). Этот факт можно рассматривать как подтверждение самостоятельных нефтегазоматеринских (нефтегазопроизводивших) отложений в каменноугольном разрезе. Изученные нами методами пиролиза, хромато-масс-спектрометрии, углетрографии ОВ и нефти из отложений нижневерхнего карбона в Бузулукской впадине показали, что в его разрезе к нефтегазопроизводящим отложениям (здесь

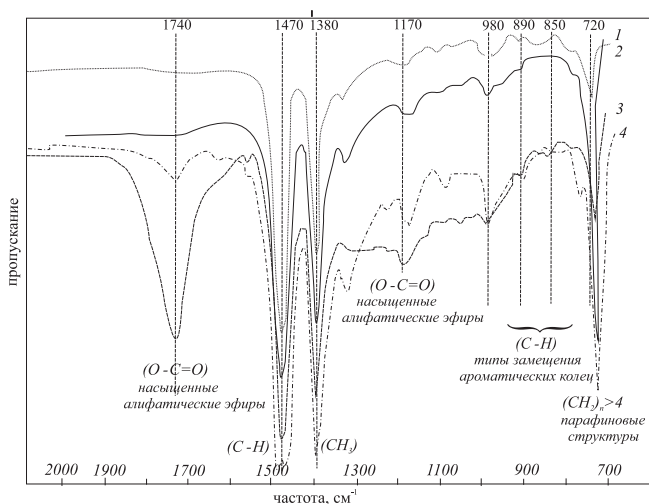


Рис. 4. ИК-спектры метаново-нафтеновой фракции жидких УВ битумоидов пород, углей и нефтей карбона Урало-Поволжья (Родионова и др., 1968): 1 – вторичные битумы песчаников, 2 – сингенетичный битумоид глин, 3 – уголь, 4 – нефть

они достигли условий главной зоны нефтеобразования $R_{\text{vt}} = 0,5-0,87\%$) относятся известковистые аргиллиты и глинистые известняки турнейского яруса и аргиллиты бобриковского и тульского горизонтов визейского яруса, содержащие наряду с сапропелевым гумусовое ОВ (особенно в визе). По пиролизу остаточный водородный индекс составляет $HI=62-404$, медиана – 210 мг УВ/г ТОС, а исходный – 280 мг УВ/г ТОС – они соответствуют керогену II/III типа; более сапропелевое ОВ с преобладанием фитопланктона отмечается в породах турнейского яруса. Самым высоким исходным потенциалом обладали породы турнейского яруса и бобриковского горизонта ($S_2=13-15$ кг УВ/т породы) – именно они являются источником газовых и жидких УВ в вышележащих отложениях. Углеводородные составы ОВ нижнего карбона и нефтей из пород башкирского яруса (C₂) сходны между собой, что говорит о ведущей роли турнейско-визейского комплекса в формировании нефтегазоносности каменноугольных отложений. Очаг нефтегазообразования располагался на большей части Бузулукской впадины, а по данным Е.С. Ларской (1983), также и в Верхнекамской впадине в направлении к Предуральскому прогибу.

По нашему мнению, угольное ОВ визейских отложений, обладая значительными флюидогенерационными свойствами, могло внести вклад в нефтегазоносность разреза. Свидетельством этого может служить сходство ИК-спектров жидких (и твердых) УВ пород, углей и нефтей карбона и углеводородного состава ОВ и нефтей Бузулукской впадины. Это говорит о самостоятельном раннекарбонном очаге нефтеобразования, отличном от девонского, и подтверждает предположение, ранее высказанное К.Ф. Родионовой (1968).

Вывод. Таким образом, дискретное распространение палеоврезов, в том числе угленосных, могло влиять на характер циркуляции пластовых флюидов в визейских отложениях Камского угольного бассейна и одновременно Волго-Уральского НГБ. Катагенное сокращение мощности угольных пластов и углистых аргиллитов, агрессивное воздействие продуктов дефлюидизации угольного ОВ на вмещающие породы, а также геохимические, геомеханические особенности самих угольных масс усиливают флюидодинамическую неоднородность внутриврезовых отложений и способствуют эмиграции УВ. Палеоврезы, наряду с площадным распространением визейских углей, могут рассматриваться как очаги флюидогенерации, в том числе жидких и газовых УВ, вносящих определенный вклад в нефтегазоносность изучаемого региона.

Финансирование

Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», АААА-А19-119022890063-9.

Литература

- Абукова Л.А., Юсупова И.Ф., Абрамова О.П. (2014). Роль органического вещества сланцевой залежи в формировании ее проницаемости на раннекатагенном этапе. *Химия твердого топлива*, 2, с. 19–24. <https://doi.org/10.3103/S0361521914020025>
- Абукова Л.А., Юсупова И.Ф. (2019). Коллекторы пирогенной приуроды как фактор геофлюидодинамической неоднородности. *ДАН*, 489(3),

с. 57–60. <https://doi.org/10.31857/S0869-56524893277-280>

Абукова Л.А., Юсупова И.Ф. (2020). Угольные залежи карстово-эрозионных врезов Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна как фактор геофлюидодинамической неоднородности. *ДАН*, 494(1), с. 25–28. <https://doi.org/10.1134/S1028334X20090032>

Айруни А. (2005). Разработка высокоэффективного физико-химического способа комплексной – предварительно передовой дегазации метаноносных угольных пластов. *Материалы международной научной конференции, посвященной 100-летию со дня рождения ак. Г.В. Богомолова*. Минск, т. 2, с. 213–215

Аммосов И.И., Еремин И.В. (1960). Трещиноватость углей. М.: Изд-во АН СССР, 111 с.

Волков В.Н. (1993). Основы геологии горячих ископаемых. С-Пб.: Изд. С-Пб. ун-та, 237 с.

Кизильштейн Л.Я., Шпицглюз А.Л. (1998). Атлас микрокомпонентов и петрогенетических типов антрацитов. Ростов на Дону: Изд-во Северо-Кавказского научного центра, 254 с.

Ларская Е.С. (1983). Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. М.: Недра, 200 с.

Лобов В.А., Гроссгейм Д.А. (1968). Прямые доказательства вертикальной миграции нефти и газа в осадочной толще востока Русской платформы. *Генезис нефти и газа*. М.: Наука, с. 185–193.

Марковский Н.И. (1965). Палеогеографические условия размещения крупных залежей нефти. М.: Недра, 399 с.

Михайлов Б.М. (1986). Рудоносные коры выветривания. Л.: Недра, 239 с.

Мухаметшин Р.З. (2006). Палеоврезы и их роль в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. М.: ООО «Геоинформмарк», 80 с.

Родионова К.Ф., Ильинская В.В., Проскуракова Е.Б. (1968). Метаново-нафтеновые углеводороды органического вещества пород палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной области. *Генезис нефти и газа*. М.: Наука, с. 65–71.

Угольная база России (2000). Т.1. Угольные бассейны и месторождения европейской части России. М.: ЗАО «Геоинформмарк», 483 с.

Фадеева Н.П., Полудеткина Е.Н., Натитник И.М., Ахуньянов И.Х. (2017). Углеводородный потенциал девон-каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. *Георесурсы*, Спецвыпуск, ч. 2, с. 240–248. <http://doi.org/10.18599/grs.19.23>

Фриш В.А. (1981). Ландшафтный и структурно-геологический анализ развития болот. *Известия Всесоюзного географического общества*,

113(2), с. 122–129. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2013.08.006>

Хасанов Р.Р., Ларочкина И.А. (2013а). Условия залегания и способы освоения нефтяных и угольных пластов в предвизейских депрессиях Волго-Уральской провинции. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 36–39.

Хасанов Р.Р., Исламов А.Ф., Богомолов А.Х. (2013б). Сравнительная характеристика ультрадисперсной минеральной составляющей ископаемых углей Камского и Донецкого бассейнов. *Вестник МГУ*. Сер. 4. Геология, 4, с. 18–23. <https://doi.org/10.3103/S0145875213040030>

Юсупова И.Ф. (1994). Флюидогенерация в осадочных толщах и их дислоцированность. *ДАН*, 335(3), с. 352–355.

Юсупова И.Ф., Фадеева Н.П., Шарданова Т.А. (2019). Влияние повышенных концентраций органического вещества на свойства пород. *Георесурсы*, 21(2), с. 183–189. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.183-189>

Zou C.N., Yang Z., Tao S.Z., Yuan X.J., Zhu R.K. (2013). Continuous hydrocarbon accumulation over a large area as a distinguishing characteristic of unconventional petroleum: The Ordos Basin, North-Central China. *Earth-Science Reviews*, 126, pp. 358–369.

Сведения об авторах

Искра Фаиковна Юсупова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Наталья Петровна Фадеева – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горячих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: fadееva_nataly@mail.ru

Лейла Азретовна Абукова – доктор геол.-мин. наук, директор Института проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;

Принята к публикации 15.05.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

DISCUSSION ARTICLE

Visean palaeoincisions as centers of fluid-generation in the Kama coal basin

I.F. Yusupova^{1,2}, N.P. Fadeeva^{1*}, L.A. Abukova²

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Natalia P. Fadeeva, e-mail: fadееva_nataly@mail.ru

Abstract. The paper considers palaeoincisions in the Turnean limestones of the Volga-Ural basin, made by alluvial-deluvial sediments of the Visean age and containing interlayers of coals. Processes occurring in these sediments (catagenic reduction of thickness of coal beds and coal-bearing mudstones, aggressive influence of products of defluidization of coal organic matter on the host rocks, etc.) strengthen the fluid dynamic heterogeneity of intracrustal deposits and contribute to emigration of hydrocarbons (HC). The main oil-and-gas-generating strata in the Carboniferous section include rocks of the Tournaisian stage and the Bobrikovsky horizon of the Viseian stage. Palaeoincisions, along with the area distribution of Viseian coals, can be considered as centers of fluid generation, including liquid and gas HC.

Key words: palaeoincisions, Lower Carboniferous, Visean Stage, coals, carbonaceous argillites, organic matter, fluid-generation

Recommended citation: Yusupova I.F., Fadeeva N.P., Abukova L.A. (2021). Visean palaeoincisions as centers of fluid-generation in the Kama coal basin. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 67–72. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.6>

Funding

The article was written within the framework of the state assignment No. AAAA-A19-119022890063-9 «Development of scientific and methodological fundamentals for the search of large hydrocarbon accumulations in non-structural traps of a combined type within platform oil and gas basins».

References

Abukova L.A., Yusupova I.F. (2019). Reservoirs of pyrogenic nature as a factor of geofluidodynamic heterogeneity. *Doklady Akademii nauk*, 489(3), pp. 57–60. (In Russ.) <https://doi.org/10.31857/S0869-56524893277-280>

Abukova L.A., Yusupova I.F. (2020). Coal deposits of karst-erosion

cuts in the Volga-Ural oil and gas basin as a factor of geofluidodynamic heterogeneity. *Doklady Akademii nauk*, 494(1), pp. 25–28. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S1028334X20090032>

Abukova L.A., Yusupova I.F., Abramova O.P. (2014). Role of the organic matter of a shale layer in the formation of its permeability at the early catagenic stage. *Khimiya tverdogo topliva = Chemistry of solid fuel*, 2, pp. 19–24. (In Russ.) <https://doi.org/10.3103/S0361521914020025>

Airuni A. (2005). Development of a highly efficient physicochemical method for complex-preliminary advanced degassing of methane-bearing coal seams. *Proc. Int. Sci. Conf. dedicated to the 100th anniversary of the birth of Ac. G.V. Bogomolov*. Minsk, v.2, pp. 213–215. (In Russ.)

Ammosov I.I., Eremin I.V. (1960). Fracturing of coals. Moscow: Academy of Sciences of the USSR, 111 p. (In Russ.)

Coal base of Russia (2000). V.1. Coal basins and deposits of the European part of Russia. Moscow: Geoinformmark, 483 p. (In Russ.)

Fadeeva N.P., Poludetkina E.N., Natitnik I.M., Akhunyanov I.Kh. (2017). Hydrocarbon potential of the Devonian coal formations of the Dnepr-Donetsk trough. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 240–248. <http://doi.org/10.18599/grs.19.23>

Frish V.A. (1981). Landscape and structural-geological analysis of the development of bogs. *Izvestiya Vsesoyuznogo geograficheskogo obshchestva*, 113(2), pp. 122–129. (In Russ.)

Khasanov R.R., Islamov A.F., Bogomolov A.Kh. (2013b). Comparative characteristics of the ultrafine mineral component of the fossil coals of the Kama and Donetsk basins. *Moscow State University Bulletin. Ser. 4. Geology*, 4, pp. 18–23. (In Russ.) <https://doi.org/10.3103/S0145875213040030>

Khasanov R.R., Larochkina I.A. (2013a). The conditions of occurrence and methods of development of oil and coal seams in the pre-Viséan depressions of the Volga-Ural province. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 1, pp. 36–39. (In Russ.)

Kizilshstein L. Ya., Shpitsgluz A.L. (1998). Atlas of microcomponents and petrogenetic types of anthracites. Rostov-on-Don: North Caucasus Scientific Center, 254 p. (In Russ.)

Larskaya E.S. (1983). Diagnostics and methods of studying oil and gas source strata. Moscow: Nedra, 200 p. (In Russ.)

Lobov V.A., Grossheim D.A. (1968). Direct evidence of vertical migration of oil and gas in the sedimentary strata of the eastern Russian platform. *Genesis of oil and gas*. Moscow: Nauka, pp. 185–193. (In Russ.)

Markovsky N.I. (1965). Paleogeographic conditions for the placement of large oil deposits. Moscow: Nedra, 399 p. (In Russ.)

Mikhailov B.M. (1986). Ore-bearing weathering crust. Leningrad: Nedra, 239 p. (In Russ.)

Mukhametshin R.Z. (2006). Palaeoincisions and their role in the development of hard-to-recover oil reserves. Moscow: Geoinformmark, 80 p. (In Russ.)

Rodionova K.F., Ilinskaya V.V., Proskuryakova E.B. (1968). Methane-naphthenic hydrocarbons of organic matter of the Paleozoic rocks of the Volga-Ural oil and gas region. *Genesis of oil and gas*. Moscow: Nauka, pp. 65–71. (In Russ.)

Volkov V.N. (1993). Fundamentals of the geology of fossil fuels. St.Petersburg, 237 p. (In Russ.)

Yusupova I.F., Fadeeva N.P., Shardanova T.A. (2019). The effect of increased concentration of organic matter on the rock properties. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 183–189. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.183-189>

Yusupova I.F. (1994). Fluid generation in sedimentary strata and their dislocation. *Doklady Akademii Nauk*, 335(3), pp. 352–355. (In Russ.)

Zou C.N., Yang Z., Tao S.Z., Yuan X.J., Zhu R.K. (2013). Continuous hydrocarbon accumulation over a large area as a distinguishing characteristic of unconventional petroleum: The Ordos Basin, North-Central China. *Earth-Science Reviews*, 126, pp. 358–369. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2013.08.006>

About the Authors

Iskra F. Yusupova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Natalia P. Fadeeva – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Leyla A. Abukova – DSc (Geology and Mineralogy), Director of the Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2021;

Accepted 15 May 2021;

Published 25 May 2021