

Новые данные о перспективах нефтегазоносности Вычегодского прогиба

Т.В. Карасева¹, Ю.А. Яковлев², Г.Л. Беляева², С.Е. Башкова^{2*}

¹Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия

²АО «Камский научно-исследовательский институт комплексных исследований глубоких и сверхглубоких скважин», Пермь, Россия

Статья посвящена актуальной проблеме изучения перспектив нефтегазоносности малоизученных территорий европейской части России, в частности, Вычегодскому прогибу. Применен новый подход к оценке перспектив нефтегазоносности Вычегодского прогиба, основанный на выделении нефтяных систем и широко используемый за рубежом. На основе комплексного анализа геологического строения прогиба и геолого-геохимических результатов, в том числе полученных авторами, в прогибе выделены две потенциальные нефтяные системы – «доманиковая» и «рифейская».

Потенциальная доманиковая нефтяная система доминирует в восточных районах и является периферийным фрагментом региональной нефтяной системы, охватывающей территории Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. Данная система связана с развитием в юго-восточной части прогиба и на сопредельной Соликамской депрессии битуминозных доманиковых и доманикоидных отложений в качестве нефтематеринских, что подтверждено генетической корреляцией нефти девонско-каменноугольных залежей северных районов Соликамской впадины с доманикитами по биомаркерам. Стратиграфический диапазон доманиковой системы – верхнедевонско-верхнепермский; время формирования – поздний девон-мезозой.

Потенциальная рифейская углеводородная система может быть идентифицирована по факту нефтебитумопроявлений в протерозойских толщах и присутствия нефтематеринских пород в верхнем рифее. При изучении разрезов скважин, вскрывших рифейские отложения, выявлены продуктивные нефтематеринские породы, входившие в главную зону нефтеобразования. По протяженности рифейская система может охватывать всю территорию Вычегодского прогиба, а по глубине – разрез от рифейских до верхнепермских отложений. Время формирования системы – рифей-мезозой. С учетом большой мощности рифейских отложений даже при большой потере углеводородного потенциала остаточные потенциальные ресурсы углеводородов рифейской нефтяной системы могут быть весьма значительны.

На основе проведенного исследования обоснованы первоочередные геологоразведочные работы в Вычегодском прогибе.

Ключевые слова: Вычегодский прогиб, нефтяная система, доманиковые отложения, нефтематеринские породы, генерационный потенциал, перспективы нефтегазоносности

Для цитирования: Карасева Т.В., Яковлев Ю.А., Беляева Г.Л., Башкова С.Е. (2020). Новые данные о перспективах нефтегазоносности Вычегодского прогиба. *Георесурсы*, 22(1), с. 32-38. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.32-38>

Введение

Вычегодский прогиб, расположенный между Тиманской грядой и Волго-Уральской антеклизой и характеризующийся значительной мощностью осадочного чехла, в последнее время все больше привлекает внимание геологов как возможно перспективный район для поисков залежей нефти и газа. Геологическое строение и нефтегазоносность Вычегодского прогиба и смежных территорий рассматривались в ряде обобщающих опубликованных и фондовых работ П.Е. Оффмана, А.В. Кураева, Б.П. Елохина, Н.И. Никонова, Т.И. Шиловой, А.П. Шиловского, Б.П. Богданова, О.В. Меркулова, Р.З. Ченборисовой, Н.К. Фортунатовой и др. Систематические и целенаправленные региональные сейсморазведочные и геолого-геохимические исследования прогиба практически не проводились. Бурение ограничивается незначительным количеством скважин, из которых только три вскрыли

рифейские образования. Отдельные сведения о коллекторских параметрах, содержании $C_{орг}$ и битумоидов в породах и об углеводородпроявлениях представлены в фондовых материалах ООО «ГП НИЦ» (г. Ухта), ИГ Коми филиала УрО РАН (г. Сыктывкар), АО «КамНИИКИГС» (г. Пермь) и других организаций, а также в публикациях и диссертационных работах (Баженова и др., 2013, 2014; Кузьмин, 2006).

Методика работ

В данной работе оценка перспектив нефтегазоносности Вычегодского прогиба основана на технологии выделения нефтяных систем, широко используемая за рубежом (Barnaby, 2006; Mancini и др., 2006; Albrandt и др., 2005 и др.).

Нефтяные (углеводородные) системы в нефтегазовой геологии стали выделяться относительно недавно. В основе классификации лежало изучение их различных элементов. В зарубежной практике, например, классификация углеводородных систем США (Magoon и др., 1989) проводилась с учетом различного состава коллекторов

* Ответственный автор: Светлана Евгеньевна Башкова
E-mail: sbashkova@mail.ru

(кремнистый/карбонатный), или по различному типу керогена, типам ловушек, видам миграции, размерам запасов нефти и газа в открытых месторождениях и т.д. В отечественной нефтегазовой литературе широко используется термин «нефтегазоносный комплекс», хотя в отличие от термина «углеводородные системы» он не включает генетическую модель их формирования с использованием геохимических данных.

По мнению В.В. Пайразяна (2010), одним из важных и новых направлений изучения углеводородных систем является применение методов геохимии коллекторов. Изучение всех видов флюидов, насыщающих коллекторы и их минеральной составляющей, особенно важно, так как процессы формирования углеводородных систем связаны с историей образования пористой среды коллектора (Пайразян, 2010).

Углеводородные системы четко выстраиваются в иерархический ряд: нефтегазоносный бассейн – углеводородные системы – зоны нефтегазонакопления – месторождение – залежь, что подтверждается количественной связью между генерационным потенциалом нефтегазоматеринских пород (НГМП) в очаге генерации и крупностью выявленных в них месторождений (Пайразян, 2010). Нефтяная (углеводородная, генерационно-аккумуляционная) система – это комплекс отложений в определенной области развития нефтегазоносного бассейна, связанный проявлением процессов формирования нефтегазоносности. Она включает нефтегазоматеринские породы, пути миграции углеводородов, породы-коллекторы, флюидоупоры и ловушки (Magoon и др., 2000; Mancini и др., 2001). Для идентификации нефтяной системы необходимо обнаружение углеводородов в виде залежей или нефтегазобитумопроявлений. Системы обычно получают названия по одному из ключевых географических объектов или по стратиграфическому комплексу, в котором развиты собственно нефтегазоматеринские породы. Обычно выделение нефтяных систем начинается с идентификации нефтегазоматеринских пород и корреляции их с углеводородами залежей или нефтегазобитумопроявлениями (Higley и др., 2006).

Результаты исследований

В настоящее время в Вычегодском прогибе, а также в большинстве сопредельных тектонических регионов

(Мезенская синеклиза, Сыктывкарский свод, северо-восток Казанско-Кажимского авлакогена, Камский свод и западные районы Тиманского кряжа) промышленная нефтегазоносность не установлена. Исключение составляет только северо-западный район Соликамской депрессии, где открыто несколько нефтяных месторождений (Люльвинское, Верхнесыпанское и др.). На территории собственно Вычегодского прогиба отмечены нефтегазобитумопроявления в протерозойском и, особенно, в палеозойском разрезе.

Сопоставление материалов ранее выполненных геофизических исследований Вычегодского прогиба с результатами последних региональных сейсморазведочных работ по профилю 26-РС (2007 г.) внесло коррективы в изучение глубинного строения юго-восточной окраины Мезенской синеклизы и Тимано-Печорской провинции, в том числе для слабоизученных районов Вычегодского прогиба. Так, например, мощность осадочного чехла в центральной части и на восточном борту Вычегодского прогиба достигает 9-10 км, подтверждены ранее установленные и протрассированы новые крупные тектонические нарушения взбросо-надвигового типа, в палеозойском и венд-рифейском комплексах выделены новые структурные элементы как возможные ловушки (рифогенные образования, неструктурные ловушки, интрузии различного типа и т.д.) (Вахнин, 2016). По результатам бурения и геофизических исследований в прогибе помимо мощных рифей-вендских отложений широко распространены палеозойские образования, в том числе представленные верхнедевонскими отложениями, в которых выявлены доманикиты, основные нефтегазоматеринские породы Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций (рис. 1).

Комплексный анализ геологического строения прогиба, геофизических и геолого-геохимических результатов, в том числе полученных авторами, позволяет выделить в прогибе две потенциальные нефтяные системы – «доманиковую» и «рифейскую» (рис. 2).

Потенциальная доманиковая нефтяная система Вычегодского прогиба доминирует в восточных районах и является периферийным фрагментом региональной нефтяной системы, охватывающей территории Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций (Lindquist, 1999; Klimenko, 2011; Timothy, Michael,



Рис. 1. Сейсмогеологический разрез по профилю 26А-РС (Вахнин, 2016)

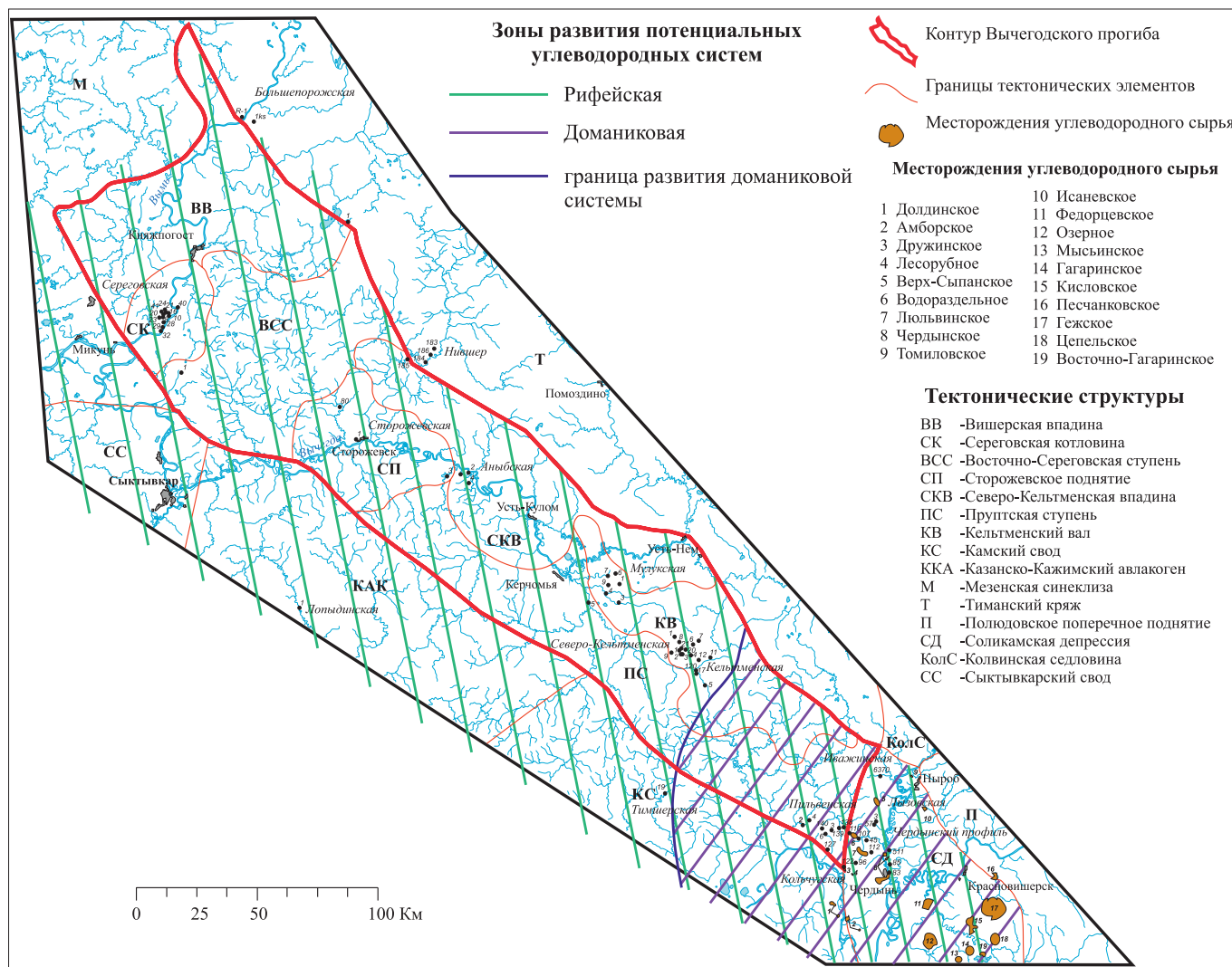


Рис. 2. Распространение потенциальных углеводородных систем в Вычегодском прогибе

Thomas, 2017). Она связана с развитием в юго-восточной части прогиба и на сопредельной Соликамской депрессии битуминозных доманиковых и доманикоидных отложений в качестве нефтематеринских. Генетическая корреляция нефтей девонско-каменноугольных залежей северных районов Соликамской впадины с доманикитами по биомаркерам – металлопорфиринам (содержание менее 10 мг/г породы в нефтях и битумоидах верхнего девона) и изопреноидам (отношение пристан/фитан менее или равно 1) подтверждает это. Стратиграфический диапазон доманиковской системы – верхнедевонско-верхнепермский; время формирования – поздний девон-мезозой.

По данным определения параметра T_{max} методом Рок Эвал (Кольчугская площадь) и результатам бассейнового моделирования отложения, верхнего девона здесь достигли подстадии катагенеза $МК_{1-2}$, т.е. находились в интервале «нефтяного окна» (Башкова и др., 2018). Потенциал системы в изучаемом районе, достаточно удаленном от мощных зон нефтеобразования в доманиковых отложениях, в региональном плане оценивается как относительно невысокий, так как содержание органического вещества (ОВ) в породах составляет по S_{org} лишь 0,5-0,7 % на толщу (Прищепа и др., 2014). Углетрографическими исследованиями, выполненными на керне скважин Лызовской, Кольчугской и других площадей, установлено,

что отражательная способность витринита нижнего карбона увеличивается на восток от Вычегодского прогиба, в результате катагенез ОВ пород возрастает до градации $МК_2$, т.е. эмиграционный потенциал материнских отложений повышается, но уже в основном вне территории Вычегодского прогиба.

В центральных и северо-западных районах Вычегодского прогиба доманиковые отложения имеют малую мощность или совсем отсутствуют, катагенез ОВ пород палеозойских отложений не превышает подстадию протокатагенеза $ПК_2$, и в главную зону нефтеобразования (ГЗН) доманикиты на протяжении своей геологической истории не входили. По результатам бассейнового 1D моделирования (Mubarak, Al-Hajer, Al Saeed, 2009; Hantschel, Kauerauf, 2009) разреза скважины Кельтменская 1 в главную зону нефтеобразования вступали только рифейские и, частично, вендские отложения (рис. 3). При этом рифейские породы находились в этой зоне очень длительное время, что способствовало значительной выработке углеводородного потенциала, а также частично вступали в главную зону газообразования (ГЗГ).

Исследования пород Сереговской скважины 1 методом Рок Эвал показали, что палеозойские отложения не вышли из зоны протокатагенеза, в главной зоне нефтеобразования находились породы венда, а ОВ дорогорской свиты

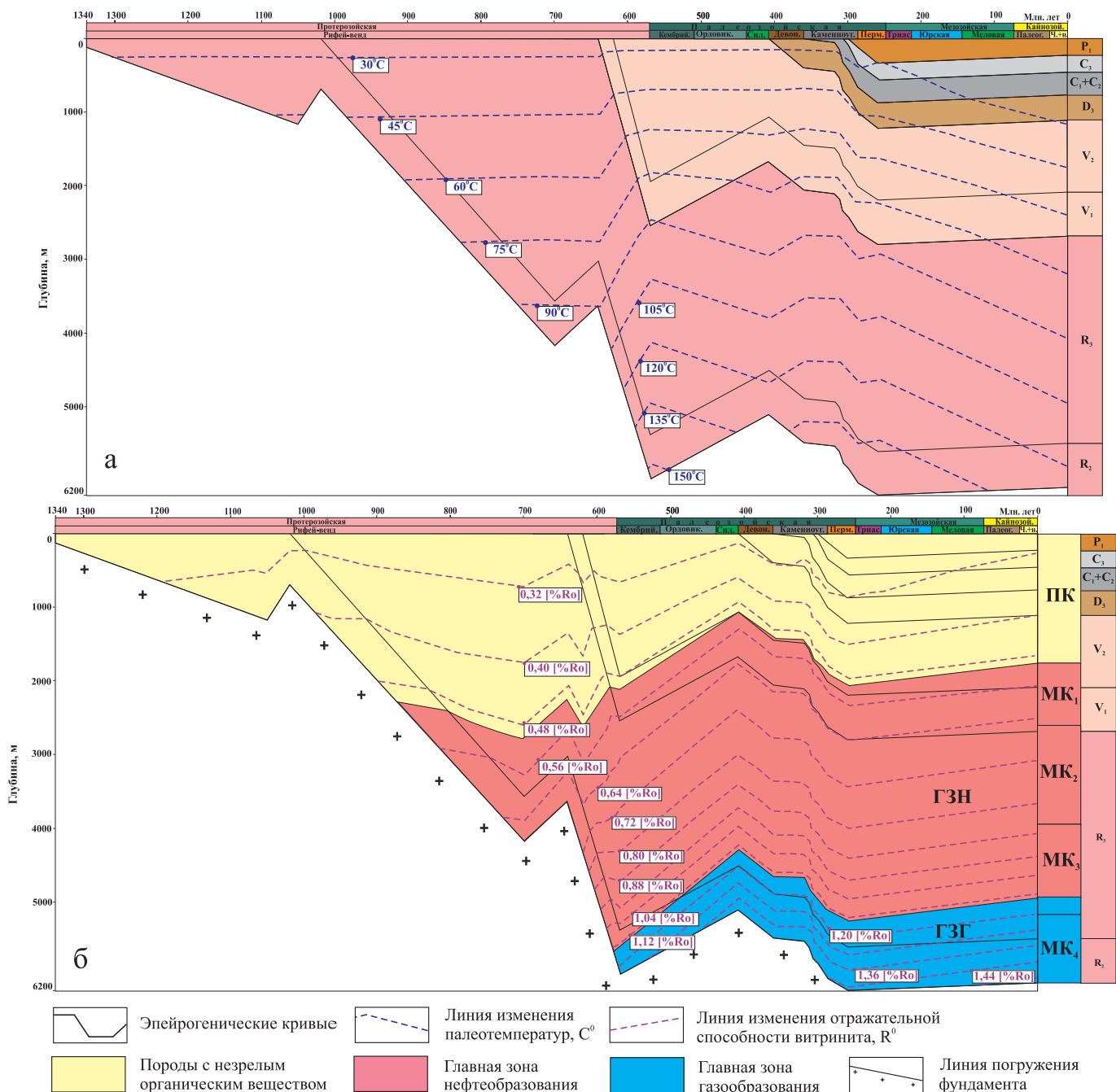


Рис. 3. Модели изменения палеотемператур (а) и зональности нефтегазообразования (б) в районе скважины Кельтменская-1

среднего рифея (глубина 3653-3659 м) преобразовано даже до градации МК₄, то есть вступало в начальную стадию главной зоны газообразования. Сходная картина наблюдается и для разреза Сторожевской скважины 1 (центральная часть прогиба).

При исследовании газов, глубокосорбированных на рифейских породах, из образца известняка в интервале 3006-3013 м извлечено 0,0388 см³/кг газа, обогащенного тяжелыми углеводородами: 44,3 % пентанов, 20,6 % бутанов. Таким образом, в изученной части разреза скважины выявлены продуктивные нефтематеринские породы, входившие в главную зону нефтеобразования, и генетически связанные с ними зоны микроаккумуляций углеводородов.

По протяженности рифейская система может охватывать всю территорию Вычегодского прогиба, а по глубине – разрез от рифейских до верхнепермских отложений.

Время формирования системы – рифей-мезозой. В условиях высокой тектонической активности региона при развитии Тиманского кряжа в каледонский(?) и герцинский этапы тектоногенеза неоднократно активизировался Западно-Тиманский разлом и его оперения. В связи с этим могли формироваться благоприятные условия для вертикальной миграции углеводородов, следы которой отмечены в виде микроаккумуляций жидких углеводородов (УВ) в палеозойских отложениях на Сереговской, Сторожевской, Нившерской, Мулукской и Кельтменской площадях, где только рифейско-вендские отложения достигали главной зоны нефтеобразования. Следует ожидать, что степень разрушения рифейской системы будет уменьшаться в юго-западном направлении по мере удаления от границы с Тиманом. С учетом больших мощностей рифейских отложений можно предположить,

что остаточные потенциальные ресурсы углеводородов рифейской нефтяной системы могут быть достаточно большими, несмотря на отнесение материнских пород к категории «бедных» по классификации Тиссо и Вельте (Tissot, Welte, 1984; Tissot, Espitalie, 1980).

В зоне границы с Казанско-Кажимским авлакогеном в центральной части Вычегодского прогиба, где глубина фундамента составляет 5 км и более, в протерозойском разрезе присутствуют магматические внедрения, образующие траппы. Последние, играя роль флюидоупоров, в сочетании с коллекторами в рифейских, вендских и кембрийских песчаниках могут формировать ловушки УВ, определяющие высокие перспективы нефтегазоносности (Шиловская, Шиловский, 2011). Кроме того, большой интерес с точки зрения сохранности залежей УВ, могут представлять районы прогиба, где катагенетическое несогласие между рифеем и вендом незначительно (Кузьмин, 2006), а также зоны развития рифейских солей как зональных покровышек. Особенно важно присутствие солей для сохранения залежей газов и газоконденсатов. Ранее совершенно справедливо в качестве перспективного выделялся Сереговско-Сторожевский потенциальный нефтегазонный район (Аплонов и др., 2004), где возможная нефтегазоносность связывалась исключительно с подсолевыми рифейскими отложениями, особенно в пределах структурно-тектонического выступа Сереговской структуры.

Следует отметить, что вне зоны развития доманиковой системы отмечается достаточно частая встречаемость нефтепроявлений в виде вязких нефтей и битумов в верхней части разреза, что может быть показателем повышенной степени разрушенности рифейской нефтяной системы. Так, в мелких скважинах Кельтменского вала в отложениях перми и карбона выделены слои, насыщенные тяжелой высоковязкой нефтью. Присутствие твердых битумов зафиксировано в песчаниках верхнего рифея в скв. Сторожевская-1 (Кузьмин, 2006). За время существования системы на этапах перерывов осадконакопления, при которых протерозойские и палеозойские отложения неоднократно выводились на дневную поверхность, существовавший в них ресурсный потенциал УВ мог быть частично потерян.

Вероятными признаками рифейской системы в юго-восточных районах является залежь нефти в девонских терригенных отложениях на Чердынском месторождении, а также обильные нефтепроявления в тиманских отложениях на Федорцевском месторождении в скважинах Язьвинских-22, 27, 28 и в скважине Лызовская-96. Незначительные нефтепроявления по керну в виде пропитки песчаников нефтью отмечены в скв. Лызовская-101 (Лесорубное месторождение). Нефти, полученные из девонских, фаменских, турнейских, визейских и башкирских отложений, в большинстве своем являются легкими, маловязкими, сернистыми, смолистыми, парафинистыми с высоким содержанием светлых фракций. Не исключено, что они генерированы рифейскими отложениями, на что указывает их малая плотность, но при вертикальной миграции были «разбавлены» тяжелыми сернистыми нефтями более поздней, доманиковой системы.

Необходимо отметить, что реализация собственного генерационного потенциала подстилающих доманикиты девонских терригенных отложений на этой территории

маловероятна. В вендских отложениях Вычегодского прогиба содержание ОВ незначительно (до 0,10 %, в единичных случаях повышается до 0,14 %). По данным пиролиза, генерационный потенциал (S_2) ОВ также невелик – менее 0,05 мг УВ/г породы, а концентрация свободных УВ (S_1) – менее 0,03 мг УВ/г породы, что указывает на отсутствие материнских пород.

В пределах пространственного развития рифейской системы в среднем карбоне на Елмач-Парминской, Нившерской и Мулукской площадях, а также в вендских отложениях скважины Кольчугская-140 отмечены газопроявления. По составу газ азотный с весьма незначительным содержанием УВ, но с содержанием гелия до 0,6-1,89 % об., что может быть индикатором глубинного происхождения флюида. По мнению Т.Г. Карасик (1959), образование азотных газов связывается с разрушением нефтяных залежей, а в пределах Кельтменского вала неоднократно происходила разгрузка УВ по глубинным разломам. В то же время известно, что в нефтяных залежах Удмуртской Республики часто доминирует азот.

Формирование двух углеводородных систем в пределах Вычегодского прогиба в значительной степени предопределено активным тектоническим фактором образования в мезозое Тиманского кряжа. Индикатором стрессового воздействия Тимана на разрез протерозойских и палеозойских отложений является высокий стратиграфический диапазон нефтебитумопроявлений (вплоть до верхнепермских отложений) вдоль северо-восточной границы прогиба, что может быть связано с вертикальными каналами миграции по Западно-Тиманскому разлому и оперяющим дизъюнктивам. В связи с этим можно предположить, что в юго-восточных районах Вычегодского прогиба вероятно наложение двух потенциальных углеводородных систем с более четко выраженной «доманиковой» составляющей.

Выводы

Таким образом, по результатам проведенных исследований установлено следующее.

1. На территории Вычегодского прогиба идентифицированы две потенциальные углеводородные системы – «рифейская» и «доманиковая». Первая развита на всей территории прогиба, вторая – в юго-восточных районах, прилегающих к Соликамской депрессии.

2. В доманиковой системе нефтематеринские породы вступали в главную зону нефтеобразования, при этом эмиграционный потенциал возрастал в восточном направлении. Перспективными для открытия залежей нефти являются верхнедевонские, нижнекаменноугольные и башкирские отложения.

3. В относительно глубоких горизонтах основной генерационный потенциал может быть связан с мощными рифейскими отложениями, находившимися в главных зонах нефте- и частично газообразования.

4. Первоочередные направления геологоразведочных работ целесообразно планировать, основываясь на территориальном развитии доманиковой системы, главным образом, в юго-восточной части Вычегодского прогиба с учетом аналогов залежей и месторождений, открытых в северо-западных районах Соликамской депрессии. Поисковыми объектами могут быть подготовленные

структуры прогиба со вскрытием скважинами терригенных отложений девона и более глубоких горизонтов.

5. Для объективной оценки перспектив нефтегазоносности рифейской нефтяной системы рекомендуется пробурить параметрическую скважину глубиной не менее 5000 м на юго-западной границе Вычегодского прогиба с Казанско-Кажимским авлакогеном, где прогнозируется развитие нефтематеринских пород, коллекторов и флюидоупоров.

Литература

Аплонов С.В., Лебедев Б.А., Тимошенко Н.В. (2004). Проблема нефтегазоносности Мезенского осадочного бассейна. *Отечественная геология*, 2, с. 3-10.

Баженова Т.К., Шапиро А.И. (2014). Основные черты органической геохимии осадочного разреза Вычегодского прогиба (в связи с оценкой его нефтепроизводящих свойств). *Мат. XVI Геологического съезда Республики Коми: Органическая геохимия*. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, Т. III, с. 131-133.

Баженова Т.К., Богословский С.А., Шапиро А.И., Васильева, Рогозина В.В. (2013). Органическая геохимия осадочного выполнения Вычегодского прогиба (Русская плита) и его геотермическая история. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 8(3), с. 1-31. https://doi.org/10.17353/2070-5379/37_2013

Башкова С.Е., Карасева Т.В., Козлова И.А., Башков А.Н. (2018). Моделирование строения и формирования нефтегазоносности рифейско-вендских отложений северо-восточных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 18(2), с. 104-117. <http://dx.doi.org/10.15593/2224-9923/2018.4.1>

Вахнин М.Г. (2016). Состояние изученности и перспективы нефтегазоносности Мезенской синеклизы. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2, с. 8-14.

Карасик Т.Г., С.С. Гейро (1959). Битумопроявления в доживетских отложениях. *Тр. ВНИГРИ*, вып. 133, с. 347-352.

Кузьмин Д.А. (2006). Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности верхнепротерозойских отложений Мезенского бассейна. *Автореф. дис. к. геол.-мин. н. Москва*, 24 с.

Пайразян В.В. (2010). Углеводородные системы (бассейны древних платформ России). М.: Спутник+, 153 с.

Прищепина О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А. и др. (2014). Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. СПб: ВНИГРИ, 323 с.

Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. Москва: Мир, 502 с.

Шиловская Т.И., Шиловский А.П. (2011). Литология и особенности тектонического строения осадочной толщи верхнего протерозоя и палеозоя Мезенской синеклизы (в связи с перспективами нефтегазоносности). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 11, с. 18-22.

Albrandt T.S., Charpentier R.R. et al. (2005). Global resource estimates from total petroleum systems. USGS Energy resource program, 325 p. <https://doi.org/10.1306/M861061>

Barnaby R. (2006). Modeling the burial and thermal history, organic maturation, and oil expulsion of the North Louisiana petroleum system. *Gulf Coast Association of Geological Societies*, 56, pp. 23-25.

Hantschel T., Kauerauf A. (2009). Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Heidelberg: Springer, 27 p.

Higley D.K., Lewan M., Roberts L.N. (2006). Petroleum System Modeling. Capabilities for Use in Oil and Gas Resource Assessments. USGS Open-File Report, 1024 p. <https://doi.org/10.3133/ofr20061024>

Klimenko S.S. (2011). The Timan-Pechora sedimentary basin: Palaeozoic reef formations and petroleum systems. *Geological Society, London Memoirs*,

35(1), August, pp. 223-236. <https://doi.org/10.1144/M35.13>

Lindquist S.J. (1999). The Timan-Pechora Basin Province of Northwest Arctic Russia: Domanik-Paleozoic Total Petroleum System. U.S. Department of the Interior. U.S. Geological Survey. Open-File Report 99-50-G, 24 p. <https://doi.org/10.3133/ofr9950G>

Magoon L.B., Schmoker J.W. (2000). The total petroleum system – the natural fluid network that constrains the assessment unit, Chapter PS in U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 – Description and Results. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-60, 4 CD-ROMS.

Mancini E.A., Puckett T.M., Parcell W.C., Llinas J.C. (2001). Smackover petroleum system (source, reservoir, seal and trap) and underdeveloped Smackover reservoirs in the Mississippi Salt Basin. U.S. Department of Energy, Topical Reports 5 and 8, Project DE-FG22-96BC14946, 442 p.

Mancini E.A., Goddard D.A., Barnaby R. and Aharon P. (2006). Basin analysis and petroleum system characterization and modeling, interior salt basins, central and eastern Gulf of Mexico. U.S. Department of Energy, Final Technical Report, Phase I, Project DEFC 26-03NT15395, 427 p.

Mubarak M., Al-Hajeri M., Al Saeed J. (2009). Basin and Petroleum System Modeling. *Schlumberger Oilfield Review*, pp. 14-29.

Timothy R.K., Michael E., Thomas M.F. (2017). Assessment of Undiscovered Continuous Oil and Gas. Resources in the Domanik-Type Formations of the Volga-Ural Region Province, Russia. U.S. Department of the Interior. U.S. Geological Survey, pp. 23-26.

Tissot B.P., Espitalie J. (1980). Principal factors controlling the timing of petroleum generation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, January, pp. 234-242.

Tissot B.P., Welte D.H. (1984). Petroleum formation and occurrence. Springer-Verlag, 699 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>

Сведения об авторах

Татьяна Владимировна Карасева – доктор геол.-мин. наук, Заслуженный Геолог РФ, заведующий кафедрой региональной и нефтегазовой геологии, Пермский государственный национальный исследовательский университет Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Юрий Александрович Яковлев – кандидат геол.-мин. наук, доцент, советник департамента геологии и нефтегазоносности, АО «Камский научно-исследовательский институт комплексных исследований глубоких и сверхглубоких скважин» (АО «КамНИИКИГС») Россия, 614016, Пермь, ул. Краснофлотская, д. 15

Галина Леонидовна Беляева – кандидат геол.-мин. наук, начальник отдела научного сопровождения параметрического и сверхглубокого бурения, АО «Камский научно-исследовательский институт комплексных исследований глубоких и сверхглубоких скважин» (АО «КамНИИКИГС») Россия, 614016, Пермь, ул. Краснофлотская, д. 15

Светлана Евгеньевна Башкова – кандидат геол.-мин. наук, ученый секретарь, заместитель начальника отдела научного сопровождения параметрического и сверхглубокого бурения, АО «Камский научно-исследовательский институт комплексных исследований глубоких и сверхглубоких скважин» (АО «КамНИИКИГС») Россия, 614016, Пермь, ул. Краснофлотская, д. 15

E-mail: sbashkova@mail.ru

Статья поступила в редакцию 02.07.2019;

Принята к публикации 21.11.2019; Опубликована 30.03.2020

IN ENGLISH

New data on oil and gas potential of the Vycheгда Trough

T.V. Karaseva¹, Yu.A. Yakovlev², G.L. Belyaeva², S.E. Bashkova^{2*}

¹Perm State University, Perm, Russian Federation

²Kama Research Institute for Integrated Research of Deep and Superdeep Wells (KamNIKIGS JSC), Perm, Russian Federation

*Corresponding author: Svetlana E. Bashkova, e-mail: sbashkova@mail.ru

Abstract. This article is devoted to the problem of studying the petroleum potential of the underexplored territories of the European part of Russia, in particular, the Vychehga trough. Taken a new approach to assessing the hydrocarbon potential of the Vychehga trough, based on the allocation of petroleum systems, widely used abroad. Based on a comprehensive analysis of the geological structure of the deflection and geological-geochemical results, including those obtained by the authors, two potential petroleum systems – “domanic” and “riphean” – were identified.

The potential domanic petroleum system dominates in the Eastern regions and is a peripheral fragment of the regional petroleum system covering the territory of the Volga-Ural and Timan-Pechora basins. The system is linked to development in the South-Eastern part of the trough and the neighbouring Solikamsk depression of bituminous domanic and domanicoid sediments as a source rock, which is confirmed by the genetic correlation of crude oils of Devonian-Carboniferous deposits of the Northern districts of Solikamsk depression with domanic biomarker. The stratigraphic range of the domanic system is upper Devonian-upper Permian; the formation time is late Devonian-Mesozoic.

The potential Riphean hydrocarbon system can be identified by the fact of oil-bitumen occurrences in the Proterozoic strata and the presence of the productive source rocks in the upper Riphean. The source rocks were at oil window. The Riphean system can cover the entire territory of the Vychehga trough, and the section from the Riphean to upper Permian sediments. The time of the system formation – Riphean-Mesozoic. Due to large thickness of the Riphean sediments, even with a large loss of hydrocarbon potential, the residual potential hydrocarbon resources of the Riphean petroleum system can be very significant.

Based on the research conducted, prioritized exploration studies are substantiated.

Keywords: Vychehga deflection, petroleum system, domanic sediments, source rocks, generation potential, oil and gas potential

Recommended citation: Karaseva T.V., Yakovlev Yu.A., Belyaeva G.L., Bashkova S.E. (2020). New data on oil and gas potential of the Vychehga Trough. *Georesursy = Georesources*, 22(1), pp. 32-38. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.32-38>

References

- Albrandt T.S., Charpentier R.R. et al. (2005). Global resource estimates from total petroleum systems. USGS Energy resource program, 325 p. <https://doi.org/10.1306/M861061>
- Aplonov S.V., Lebedev B.A., Timoshenkova N.V. (2004). The oil and gas problem of the Mezen sedimentary basin. *Otechestvennaya geologiya*, 2, pp. 3-10. (In Russ.)
- Barnaby R. (2006). Modeling the burial and thermal history, organic maturation, and oil expulsion of the North Louisiana petroleum system. *Gulf Coast Association of Geological Societies*, 56, pp. 23-25.
- Bazhenova T.K., Shapiro A.I. (2014). Main features of organic geochemistry of the sedimentary section of the Vychehga trough (in connection with the assessment of its oil-producing properties). *Proc. XVI Geological Congress of the Komi Republic: Organic geochemistry*. Syktyvkar: IG Komi NTs UrO RAN, Vol. III, pp. 131-133. (In Russ.)
- Bazhenova T.K., Bogoslovskiy S.A., Shapiro A.I., Vasil'eva, Rogozina V.V. (2013). Vychehga trough (Russian plate) - organic geochemistry and geothermal history of sedimentary fill. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 8(3), pp. 1-31. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/37_2013
- Bashkova S.E., Karaseva T.V., Kozlova I.A., Bashkov A.N. (2018). Modeling the structure and formation of the oil and gas potential of Riphean-Vendian deposits that belong to north-east regions of the Volga-Ural oil and gas province. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 18(2), pp. 104-117. (In Russ.) <http://dx.doi.org/10.15593/2224-9923/2018.4.1>
- Hantschel T., Kauerauf A. (2009). Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Heidelberg: Springer, 27 p.
- Higley D.K., Lewan M., Roberts L.N. (2006). Petroleum System Modeling. Capabilities for Use in Oil and Gas Resource Assessments. USGS Open-File Report, 1024 p. <https://doi.org/10.3133/ofr20061024>
- Karasik T.G., Geyro S.S. (1959). Bitumens in dozhivetsky sediments. *Tr. VNIGRI*, 133, pp. 347-352. (In Russ.)
- Klimenko S.S. (2011). The Timan-Pechora sedimentary basin: Palaeozoic reef formations and petroleum systems. *Geological Society, London Memoirs*, 35(1), August, pp. 223-236. <https://doi.org/10.1144/M35.13>
- Kuzmin D.A. (2006). Geological and geochemical preconditions of oil and gas potential of the Upper Proterozoic sediments of the Mezen basin. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow, 24 p. (In Russ.)
- Lindquist S.J. (1999). The Timan-Pechora Basin Province of Northwest Arctic Russia: Domanik-Paleozoic Total Petroleum System. U.S. Department of the Interior. U.S. Geological Survey. Open-File Report 99-50-G, 24 p. <https://doi.org/10.3133/ofr9950G>
- Magoon L.B., Schmoker J.W. (2000). The total petroleum system – the natural fluid network that constrains the assessment unit, Chapter PS in U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 – Description and Results. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-60, 4 CD-ROMS.
- Mancini E.A., Puckett T.M., Parcell W.C., Llinas J.C. (2001). Smackover petroleum system (source, reservoir, seal and trap) and underdeveloped Smackover reservoirs in the Mississippi Salt Basin. U.S. Department of Energy, Topical Reports 5 and 8, Project DE-FG22-96BC14946, 442 p.
- Mancini E.A., Goddard D.A., Barnaby R. and Aharon P. (2006). Basin analysis and petroleum system characterization and modeling, interior salt basins, central and eastern Gulf of Mexico. U.S. Department of Energy, Final Technical Report, Phase I, Project DEFC 26-03NT15395, 427 p.
- Mubarak M., Al-Hajeri M., Al Saeed J. (2009). Basin and Petroleum System Modeling. *Schlumberger Oilfield Review*, pp. 14-29.
- Payrazyan V.V. (2010). UHydrocarbon systems (basins of ancient platforms of Russia). Moscow: Sputnik+, 153 p. (In Russ.)
- Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu., Il'inskiy A.A. et al. (2014). Oil and gas of low-permeable shale strata is a reserve of the raw material base of hydrocarbons in Russia. St. Petersburg: VNIGRI. SPb.: VNIGRI, 323 p. (In Russ.)
- Shilovskaya T.I., Shilovskiy A.P. (2011). Lithology and features of tectonic structure of the sedimentary sequence of the Upper Proterozoic and Paleozoic of the Mezen syncline (in connection with the prospects of oil and gas potential). *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 11, pp. 18-22. (In Russ.)
- Timothy R.K., Michael E., Thomas M.F. (2017). Assessment of Undiscovered Continuous Oil and Gas. Resources in the Domanik-Type Formations of the Volga-Ural Region Province, Russia. U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, pp. 23-26.
- Tissot B.P., Espitalie J. (1980). Principal factors controlling the timing of petroleum generation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, January, pp. 234-242.
- Tissot B.P., Welte D.H. (1981). The formation and distribution of oil. Moscow: Mir, 502 p. (In Russ.)
- Tissot B.P., Welte D.H. (1984). Petroleum formation and occurrence. Springer-Verlag, 699 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>
- Vakhnin M.G. (2016). State of study and prospects of oil and gas potential of the Mezen syncline. *Geology, Geophysics and development of oil and gas fields*, 2, pp. 8-14. (In Russ.)

About the Authors

Tatyana V. Karaseva – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Honored Geologist of the Russian Federation, Head of the Department of Regional and Oil and Gas Geology, Perm State University
15, Bukireva st., Perm, 614016, Russian Federation

Yury A. Yakovlev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Advisor to the Department of Geology and Oil and Gas Reservoirs, Kama Research Institute for Integrated Research of Deep and Superdeep Wells (KamNIKIGS JSC)
15, Krasnoflotskaya st., Perm, 614016, Russian Federation

Galina L. Belyaeva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department for Scientific Support of Parametric and Super-Deep Drilling, Kama Research Institute for Integrated Research of Deep and Superdeep Wells (KamNIKIGS JSC)
15, Krasnoflotskaya st., Perm, 614016, Russian Federation

Svetlana E. Bashkova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Scientific Secretary, Deputy Head of the Department for Scientific Support of Parametric and Super-Deep Drilling, Kama Research Institute for Integrated Research of Deep and Superdeep Wells (KamNIKIGS JSC)

15, Krasnoflotskaya st., Perm, 614016, Russian Federation
E-mail: sbashkova@mail.ru

Manuscript received 2 July 2019;

Accepted 21 November 2019; Published 30 March 2020