

**ГЕОЛОГИЯ, ПОИСК И РАЗВЕДКА  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

УДК 553.982.2

© Лузина Д.В., Кривошеков С.Н., 2012

**АНАЛИЗ ФАЦИАЛЬНЫХ ЗОН И КОЛЛЕКТОРСКИХ  
СВОЙСТВ ТУРНЕЙСКО-ФАМЕНСКИХ РИФОГЕННЫХ  
ПОСТРОЕК СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ**

**Д.В. Лузина, С.Н. Кривошеков**

Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет, Россия

На сегодняшний день основные перспективы геологоразведки в Пермском крае сосредоточены на территории Соликамской депрессии. Суммарные локализованные ресурсы нефти подготовленных структур Соликамской депрессии составляют более 50 млн т. Характерной особенностью данной территории является уникальное Верхнекамское месторождение калийно-магниевых солей, в контуре которых в подсолевых отложениях расположены залежи нефти. В южной части Соликамской депрессии наиболее привлекательна подготовленная Зырянская структура, на которой в настоящее время осуществляются поисково-оценочные работы. В связи с этим актуальной проблемой является необходимость проведения анализа геологического строения турнейско-фаменских рифогенных построек, являющихся основой всех обнаруженных залежей углеводородов в данной зоне нефтегазоаккумуляции.

Геологическое строение данных рифогенных построек определяется особенностями осадконакопления и фациальной зональности. Выделяются фации биогермного ядра, передового склона, верхнего и нижнего шлейфа. Каждая фация обладает своим набором отличительных черт и геологических особенностей, что определяет неоднородность в распределении фильтрационно-емкостных свойств в теле рифогенного массива.

В статье описаны особенности распределения эффективных нефтенасыщенных толщин и пористости для различных фаций для ряда месторождений Соликамской депрессии. Выделенные закономерности распределения характеристик карбонатных коллекторов согласно фациальным особенностям должны в дальнейшем позволить создать более качественную стратегию поисковых и разведочных работ на перспективных объектах и повысить эффективность геологоразведки в данном районе.

**Ключевые слова:** Соликамская депрессия, палеоплато, риф, передовой склон, биогермное ядро, шлейфовая зона, эффективная нефтенасыщенная толщина, коэффициент пористости, фация, фациальное моделирование, рифогенные известняки, смешанный коллектор, нефтеносность, углеводороды.

**ANALYSIS OF FACIAL ZONES AND COLLECTING PROPERTIES  
TOURNAISIAN-FAMENNIAN REEF BUILDINGS OF SOLIKAMSKAYA  
DEPRESSION**

**D.V. Luzina, S.N. Krivoshchekov**

Perm National Research Polytechnic University, Russian Federation

At the moment, the main exploration prospects in Perm region are concentrated in Solikamsk depression. The total localized resources of oil from produced structures Solikamsk depression accounts for more than 50 million tons. One of the characteristic features of this area is unique Verkhnekamskoye potassium and magnesium salts deposit. In the circuit of subsalt deposits the oil pools are settled. Prepared Zyryanskaya structure is situated in the southern part of Solikamsk depression and is considered to be the most attractive. Currently, prospect evaluations are completing on this territory. Therefore, the necessity for carrying out analyze of Tournaisian-Famennian reef geological structure is of great actual. It is to underline that the reef is the base of all the detected hydrocarbon oil and gas on this territory.

Geological reef structure is determined by the characteristics of sedimentation and depositional facies zoning. The following facies are defined: bioherm core facies, best slope, the upper and lower loops. Each facies has its own set of distinctive features and geological features, which determines the heterogeneity in the distribution of reservoir properties in the body reef array.

This article is devoted to the distribution features of net pay thickness and porosity for different facies from several Solikamsk depression deposits. Highlighted features of the distribution of carbonate reservoir facies characteristics according to need in the future will create a better strategy and exploration work on the promising sites and improve the efficiency of exploration in the area.

**Key-words:** Solikamsk depression, paleoplate, reef, best slope, bioherm core, loop zone, effective oil-saturated thickness, porosity coefficient, facies, facies modelling, reef limestones, combination reservoir, oil-bearing capacity, hydrocarbons.

## Введение

Соликамская депрессия Предуральяского краевого прогиба на сегодняшний день является наиболее перспективным объектом для геолого-разведочных работ по величине прогнозных ресурсов в Пермском крае [1–3]. Помимо разрабатываемых Уньвинского, Сибирского, Озерного, Маговского и других месторождений здесь имеются выявленные и подготовленные к глубокому бурению структуры.

Геологическое строение месторождений Соликамской депрессии (рис. 1) контролируется строением верхнедевонско-турнейского карбонатного нефтегазоносного комплекса, разрез осложняется соленосной толщей Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС) [4].

Данный комплекс пород образован в условиях резко дифференцированного осадконакопления в период формирования Камско-Кинельской системы прогибов. В позднедевонскую эпоху осевая часть современной Соликамской депрессии представляла собой крупный архипелаг, образованный рифовыми массивами островного типа или их группами. Рост рифов происходил с северо-запада на юго-восток при регрессивной направленности седиментации в условиях погружающегося дна бассейна [5–7]. Вышезалегающий нижнесредневизейский терригенный нефтегазоносный комплекс формируется как структура обложения рифов.

По строению и нефтегазоносности месторождения Соликамской депрессии однотипны. Турнейско-фаменские биогермы имеют куполовидную, иногда вытянутую форму (группа рифов) с максимальными гипсометрическими отметками в западной части. Высокая расчлененность, неоднородность, участки доломитизации, перекристаллизации, трещиноватости делают его весьма интересным объектом для изучения. Карбонатные породы можно отнести к коллекторам сложного типа, имею-

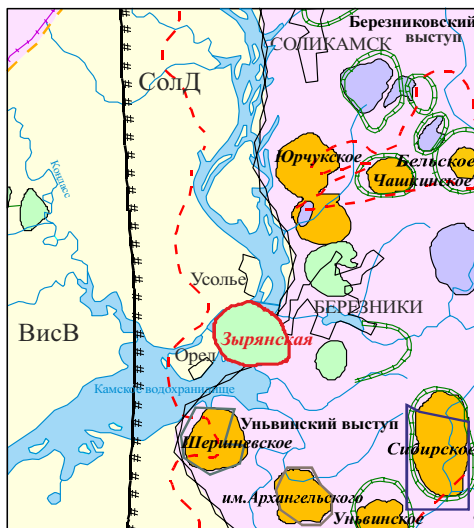


Рис. 1. Выкопировка из схемы расположения месторождений нефти и перспективных структур Пермского края

щим крайне разнообразное строение пустотного пространства [8–10]. В гребневой части наряду с процессами доломитизации широко развита трещиноватость и кавернозность, что приводит к неоднозначному распределению пустотного пространства. Обломочный известняк, встречающийся ближе к центральной части, обладает пористостью, схожей с гранулярными коллекторами. Нефтегазоносный верхнедевонско-турнейский карбонатный комплекс является вторым по запасам углеводородного сырья в Пермском крае [11–14].

## Характеристика фациального строения залежей

По Озерному, Гагаринскому, Маговскому месторождениям, расположенным в северной части Соликамской депрессии, произведен литолого-фациальный анализ на основе изучения керн в комплексе с данными ГИС. По результатам анализа выделены фациальные зоны: биогермного ядра рифа, верхнего тылового шлейфа, нижнего тылового шлейфа, передового склона (рис. 2) [15, 16].

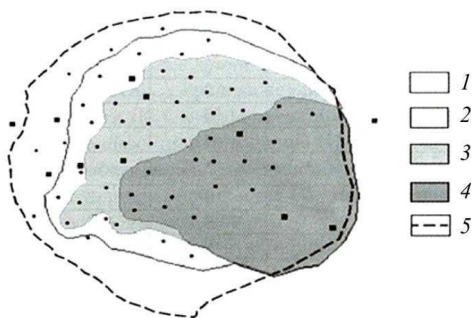


Рис. 2. Распределение фаций на Озерном месторождении: 1 – зона передового склона; 2 – зона биогермного ядра; 3 – зона верхнего тылового шлейфа; 4 – зона нижнего тылового шлейфа; 5 – контур нефтеносности

Зона биогермного ядра (БЯ) представляет собой подковообразный гребень, выпуклой частью направленный на запад (в южной части Соликамской депрессии), северо-запад (в северной части). В этом направлении предположительно была наибольшая волновая активность, определяющая расположение водорослевых биогермов. По составу в основном известняк водорослевой, слабопроницаемый [17]. Он характеризуется массивным неслоистым строением, зачастую развитием процессов доломитизации и перекристаллизации.

Зона верхнего тылового шлейфа (ВШ) выделяется непосредственно за биогермным ядром. Осадки шлейфа значительной частью представлены равномерным переслаиванием карбонатного обломочного материала песчаной и алевритовой размерности, которые поставлялись со сводовых частей органогенной постройки.

Зона нижнего тылового шлейфа (НШ), в которую также продолжался снос обломочного материала, но уже меньшей фракции, располагается гипсометрически ниже. Разрез преимущественно состоит из тонкообломочных и тонкозернистых карбонатных пород с низкой пористостью и проницаемостью.

Зона передового склона (ПС) охватывает по внешнему краю зону биогермного ядра. Разрез стратиграфически более пол-

ный, преимущественно микрозернистый известняк с прослоями плотных обломочных известняков с пелитоморфным заполнением.

На основе проведенного фациального анализа северных месторождений Соликамской депрессии можно прогнозировать фациальную зональность на месторождениях южной части (Шершневском, Сибирском, Юрчукском, Чашкинском, Уньвинском) [18]. Рифы месторождений имеют аналогичное строение, сформированное в однотипных условиях и, соответственно, такие же фациальные зоны, хотя из-за отсутствия точных данных исследования ядра уверенно определить границу раздела зон верхнего и нижнего тылового шлейфа нельзя, поэтому они выделены исходя из анализа морфологического строения и распределения фильтрационно-емкостных свойств по площади залежи [19, 20].

#### Характеристика распределения коллекторских свойств

Проведен анализ распределения эффективной нефтенасыщенной толщины и коэффициента пористости по прогнозным фациальным зонам. В результате установлено, что высокие значения эффективной нефтенасыщенной толщины ( $h_{эф.н}$ ) принадлежат зоне БЯ, что связано с большой мощностью данных отложений, но вместе с тем в связи с большой неоднородностью и достаточно развитыми процессами доломитизации и перекристаллизации здесь встречены участки с низкими значениями  $h_{эф.н}$ . Так, к примеру, на Юрчукском месторождении гребень рифовой постройки по простиранию расчленен на участки с высокими значениями эффективной нефтенасыщенной толщины (12–8 м), чередующиеся с участками низких значений (3–5 м) (рис. 3). На Сибирском месторождении центральная часть БЯ имеет большие эффективные нефтенасыщенные толщины (8,1–6,5 м), тогда как в северном и южном направлении она резко сокра-

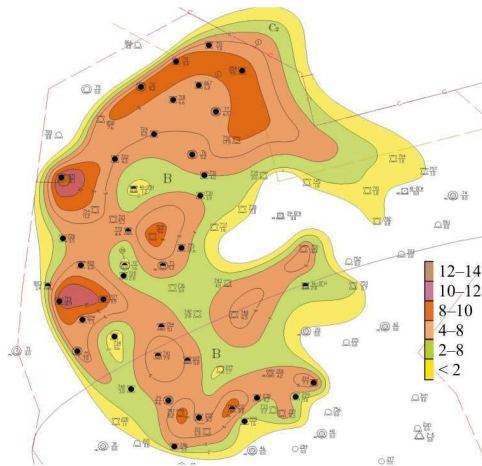


Рис. 3. Юрчукское месторождение.  
Карта эффективной нефтенасыщенной толщины турнейско-фаменского нефтяного пласта (Т-Фм)

щается до 0,7–2,4 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины Чашкинского месторождения распределяются аналогично Сибирскому – в центре биогермное ядро отмечено изопакитами 10,4–11,4 м с уменьшением на юг и север до 3–4 м. На Уньвинском месторождении  $h_{эф.н}$  составляет 18,8–12,4 м в центральной и северной частях биогермной постройки, уменьшаясь в южном направлении до 1 м. В общем по месторождениям максимальные значения  $h_{эф.н}$  соответствуют центральной части БЯ. В остальном это либо уменьшение значения в направлении огибающих окончаний гребня, либо чередование участков с высокими и низкими значениями  $h_{эф.н}$  (Юрчукское месторождение).

В загребневой зоне выделяются террасы и структурные носы, образованные в областях активного сноса обломочного материала. К ним приурочены средние, реже высокие значения параметра  $h_{эф.н}$ . В остальной области значения гораздо меньше. Так, на Юрчукском месторождении в фациальной зоне ВШ на предполагаемых участках сноса  $h_{эф.н}$  изменяются в пределах 9,6–6,0 м, а по остальной площади ВШ значение эффективной

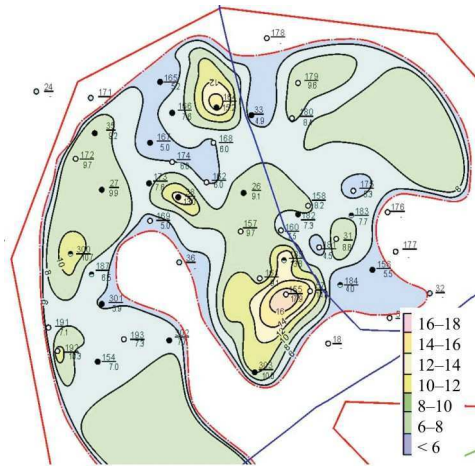


Рис. 4. Чашкинское месторождение.  
Карта пористости турнейско-фаменского пласта

нефтенасыщенной толщины чаще имеет предел 1,2–4,0 м (см. рис. 3).

В восточном направлении НШ наблюдается уменьшение показателя вплоть до нуля. На Чашкинском месторождении в данной области эффективная толщина достигает 7,7 м при максимальной в биогермном ядре 10,5 м. В направлении от верхнего тылового шлейфа к нижнему также отмечено закономерное уменьшение эффективной толщины, так как осадение крупнозернистых осадков происходит в зоне ВШ, а в фациальную зону нижнего шлейфа перемещался тонкозернистый обломочный материал с микроразмерным цементом

Установлена закономерность в распределении эффективных нефтенасыщенных толщин для фаций шлейфа: при увеличении глубины ( $H$ ) относительно наивысшей отметки, которая всегда приурочена к ядру постройки, наблюдается линейное уменьшение эффективных нефтенасыщенных толщин (рис. 5).

Зависимости характеризуются значимыми корреляционными связями средней тесноты. Коэффициент корреляции составляет от 0,58 до 0,83. В таблице приведены уравнения полученных линейных зависимостей и коэффициенты корреляции.

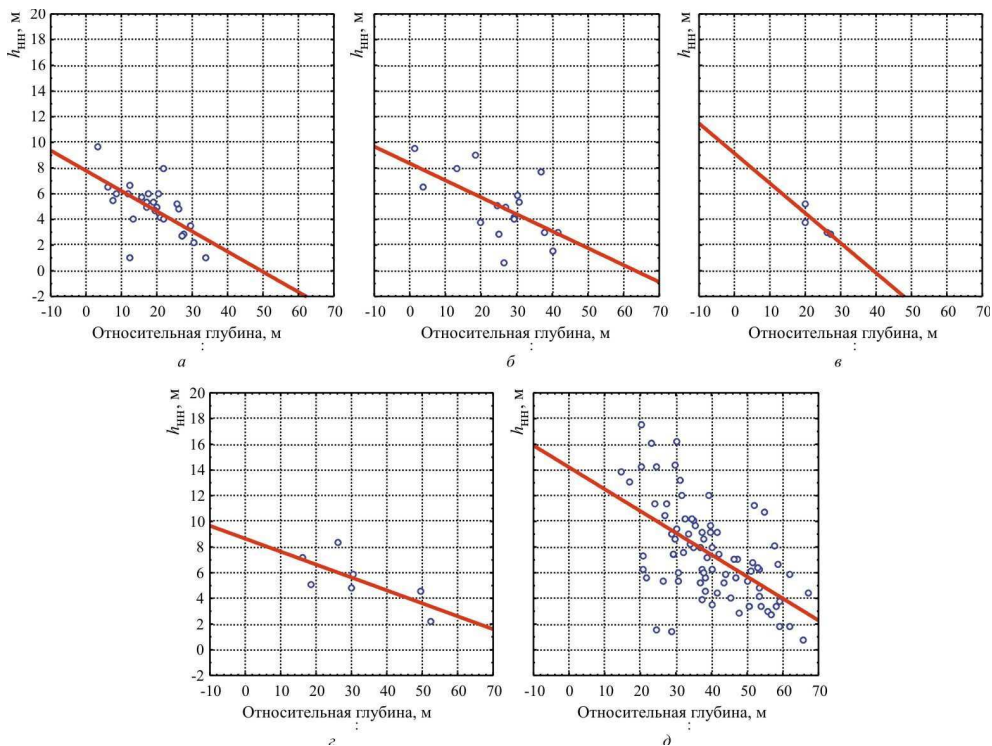


Рис. 5. Поля корреляции эффективной нефтенасыщенной толщины и относительной глубины на месторождениях: а – Чашкинском; б – Юрчукском; в – Сибирском; г – Шершневском; д – Уньвинском

Уравнения корреляции

Месторождение	Уравнение зависимости	$r$	$p$
Чашкинское	$h_{эф.н} = 7,79 - 0,16 H$	-0,64	0,0004
Юрчукское	$h_{эф.н} = 8,36 - 0,13 H$	-0,61	0,0102
Сибирское	$h_{эф.н} = 9,15 - 0,23 H$	-0,83	0,1678
Шершневское	$h_{эф.н} = 8,65 - 0,10 H$	-0,72	0,0707
Уньвинское	$h_{эф.н} = 14,21 - 0,17 H$	-0,58	$<10^{-5}$

Фация передового склона изучена слабо. Разбуренность минимальна, поскольку в контур нефтеносности попадает узкая, незначительная ее часть. На участках, где зона ПС вскрыта скважинами, значения  $h_{эф.н}$  средние или низкие: на Шершневском месторождении – 8,8–1,4 м, Юрчукском – 5,0–1,1 м, Уньвинском – 8,6–3,9 м.

По анализу распределения коэффициента пористости ( $K_{пор}$ ) выявлена несколько другая ситуация. В фациальной зоне биогермного ядра наблюдаются, как правило,

средние, реже – высокие значения. Вероятно, большую роль в данном случае играет вторичная пустотность. В зоне ВШ отмечено улучшение коллекторских свойств в направлении к центральной части, что связано с карбонатными крупнообломочными породами. Часто наблюдается линейно-вытянутый характер таких зон. К зоне НШ значения коэффициента пористости снижаются. Фация передового склона имеет средние значения  $K_{пор}$ . К примеру, на Шершневском месторождении максимальные значения  $K_{пор}$  12,6 % отмечены в центральной части рифа, зона БЯ имеет в среднем  $K_{п}$ , равный 9 %, в северной и южных частях – зоны с худшими коллекторами. На Юрчукском месторождении наибольшее значение  $K_{пор}$  у рифового шлейфа (среднее значение 13,3 % при диапазоне изменений 11–16,3 %), для БЯ – 11,5 %, ПС – 10,4 %.

По Чашкинскому месторождению участки с максимальным коэффициентом пористости находятся в зоне верхнего тылового шлейфа – вероятные участки сноса карбонатного обломочного материала скважины 164 – 15,2 %, скважины 38 – 13 % (см. рис. 4), при том что показатель  $K_{пор}$  в гребне структуры изменяется в пределах 5,2–10,7 %. На Сибирском месторождении получено следующее распределение средних значений  $K_{пор}$ : БЯ – 9,8 %, рифовый шельф – 11,6 %. На всех месторождениях коллекторы с высоким  $K_{пор}$  относятся к фациальной зоне ВШ.

#### **Учет фациального строения при поисково-разведочных работах**

В непосредственной близости к рассматриваемым месторождениям выявлена и подготовлена Зырянская структура. Для более эффективной реализации поисково-разведочных работ на турнейско-фаменском объекте можно воспользоваться выявленными закономерностями распределения фильтрационно-емкостных свойств в зависимости от фациальной приуроченности. Структура подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой МОГТ 2D. По структурной карте отражающего горизонта  $\Pi^I$ , приуроченного к кровле турнейских отложений, площадь структуры 32,5 м<sup>2</sup>, амплитуда – 122 м. Наблюдается морфологическое строение, типичное для органогенных построек Соликамской депрессии. Структура представляет собой купол изометричной формы. В западной части хорошо прослеживается серповидный гребень, являющийся ядром рифа. Общее погружение абсолютных отметок в восточном направлении. Это позволяет предполагать распределение коллекторских свойств и неоднородность строения согласно выделенным фациальным зонам разрабатываемых месторождений, находящимся в единой структурно-фациальной зоне с Зырянской структурой, а также определить направление поисково-оценочных и разведочных работ для наиболее полного и рационального изучения тела органогенной постройки.

Первую поисковую скважину рекомендуется заложить в зону с высокими значениями нефтенасыщенной толщины – в гребень рифа с максимальной гипсометрической отметкой (зона БЯ). В настоящий момент в данной зоне пробурена первая поисково-оценочная скважина, подтвердившая промышленную нефтеносность объекта. Последующее заложение поисково-оценочных и разведочных скважин должно иметь направленность к центру в наиболее приподнятые купола структуры. Такое расположение в загребневую часть (в верхний тыловой шлейф) должно обеспечить обнаружение участков сноса обломочного материала, которые соответствуют карбонатным коллекторам с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), а также средние и высокие значениями эффективной нефтенасыщенной толщины.

#### **Заключение**

Учет фациального строения биогермных массивов Соликамской депрессии, являющихся основой всех месторождений в данном тектоническом элементе, необходим еще до начала буровых работ. Выделение различных фациальных зон в дальнейшем послужит и основой для более точного подсчета запасов, поскольку, учитывая высокую неоднородность строения, объем их будет распределен неравномерно. При составлении первого проектного документа на разработку необходимо учесть закономерности распределения коллекторских свойств, так как на каждой из зон рациональным будет применение различных систем разработки. Так, в фациальной зоне рифового шлейфа предполагаются благоприятные условия для извлечения углеводородов, соответственно, искусственное воздействие для выработки запасов здесь будет минимальным в сравнении с зоной БЯ, где низкие ФЕС и высокая неоднородность требуют создания условий более интенсивного воздействия на залежь и применения методов повышения нефтеотдачи.

## Список литературы

1. Прогнозная оценка нефтегазоносности структур на территории Соликамской депрессии / В.И. Галкин, А.В. Растегаев, И.А. Козлова, И.В. Ванцева, С.Н. Кривошеков, В.Л. Воеводкин // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 4–7.
2. Кривошеков С.Н. Разработка регионально-зональных критериев прогноза нефтегазоносности территории Пермского Прикамья вероятностно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 10–14.
3. Определение перспективных направлений поисков месторождений нефти и газа в Пермском крае с помощью вероятностно-статистических методов / В.И. Галкин, А.В. Растегаев, С.В. Галкин, В.Л. Воеводкин // Наука производству. – 2006. – № 1. – С. 1–5.
4. Воеводкин В.Л., Галкин С.В., Поплыгин В.В. Прогнозирование дебитов нефти при технико-экономическом обосновании проектов освоения и поисков месторождений территории ВКМКС // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 45–47.
5. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: Изд-во РРГУ, 1999. – 285 с.
6. Чочиа Н.Г. Геологическое строение Колво-Вишерского края // Тр. ВНИГРИ. Новая серия. Вып. 9. – Л.: Гостоптехиздат, 1955. – 407 с.
7. Wilson J.L. Carbonate facies in geologic history. – Berlin; New York: Springer-Verlag, 1975. – 471 p.
8. О связи характеристик органического вещества пород с плотностью ресурсов углеводородов (на примере Пермского Прикамья) / С.В. Галкин, И.А. Козлова, В.И. Галкин, А.В. Растегаев, А.А. Козлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 11. – С. 9–13.
9. Tucker M.E., Wright V.P., Dickson J.A.D. Carbonate sedimentology. – Oxford: Blackwell Science, 2002. – 496 p.
10. Wayne M. Ahr geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. – New Jersey: Wiley-Interscience, 2008. – 296 p.
11. Галкин С.В. Возможности вероятностной оценки прироста запасов при проектировании поисков нефтегазовых месторождений (на примере платформенной части Пермского края) // Известия вузов. Нефть и газ. – 2004. – № 6. – С. 13–20.
12. Зонально-локальная оценка перспектив нефтегазоносности Соликамской депрессии / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.В. Галкин, А.В. Растегаев, В.В. Мелкомуков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 10. – С. 8–11.
13. Галкин В.И., Кривошеков С.Н. Обоснование направлений поисков месторождений нефти и газа в Пермском крае // Научные исследования и инновации. – 2009. – Т. 3, № 4. – С. 3–7.
14. Клубов В.А. Тектоника и нефтегазоносность Волго-Уральской антеклизы: сб. науч. тр. // Проблемы геологии нефти. – 1977. – № 6. – С. 25–31.
15. Обстановки осадконакопления и фации: в 2 т. Т. 2: пер. с англ. / под ред. Х.Г. Рединга. – М.: Мир, 1990. – 384 с.
16. Путилов И.С., Вилесов А.П., Ракинцева Л.Н. Использование вероятностного статистического анализа для прогноза фациальной зональности турне-фаменского карбонатного комплекса Озерного месторождения // Нефть и газ: материалы науч.-практ. конф. – Тюмень, 2008. – Т. 1. – С. 11–17.
17. Вилесов А.П. Особенности строения карбонатных циклотем фаменского яруса в рифогенных постройках северо-востока Пермского края // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: материалы регион. науч.-практ. конф. – Пермь, 2007. – С. 67–70.
18. Волкова А.С., Кривошеков С.Н. Исследование зональной нефтегазоносности Соликамской депрессии // Научные исследования и инновации. – 2010. – Т. 4, № 2. – С. 12–15.
19. Moore C.H. Carbonate diagenesis and porosity. – Amsterdam: Elsevier, 1989. – 460 p.
20. Flugel E. Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application. – Berlin: Springer, 2004. – 976 p.

## References

1. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Kozlova I.A., Vanceva I.V., Krivoshchekov S.N., Voevodkin V.L. Prognoznaja ocenka neftegazonosnosti struktur na territorii Solikamskoj depressii [Prognostic evaluation of oil and gas structures in the Solikamsk depression]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 4–7.
2. Krivoshchekov S.N. Razrabotka regional'no-zonal'nykh kriteriev prognoza neftegazonosnosti veroyatnostno-statisticheskimi metodami na primere territorii Permskogo Prikam'ia [Development of regionally-zonal forecast oil-and-gas content by probabilistic-statistical methods on the example of Perm] *Neftianoe hoziaistvo*, 2011, no. 10, pp. 10–14.
3. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V., Voevodkin V.L. Opredelenie perspektivnykh napravlenii poiskov mestorozhdenii nefiti i gaza v Permskom kraia s pomoshch'iu veroyatnostno-statisticheskikh metodov [Determination of promising searches for oil and gas in the Perm region using probabilistic and statistical methods]. *Nauka proizvodstvu*, 2006, no. 1, pp. 1–5.
4. Voevodkin V.L., Galkin S.V., Poplygin V.V. Prognozirovanie debitov nefiti pri tekhniko-ekonomicheskom obosnovanii proektov osvoeniia i poiskov mestorozhdenii territorii VKMKS [Prediction of production rates of oil in the feasibility study, project development and searches of deposits territory VKMKS]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 45–47.
5. Bagrinceva K.I. Usloviya formirovaniya i svoystva karbonatnykh kollektorov nefiti i gaza [Conditions of formation and properties of carbonate reservoirs of oil and gas]. M.: RRGU, 1999. 285 s.
6. Chochia N.G. Geologicheskoe stroenie Kolvo-Visherskogo kraja [Geology Sleeps Vishera-edge]. Tr. VNIGRI. Novajaserija. L.: Gostoptehizdat, 1955. Vol. 9. 407 s.
7. Wilson J.L. Carbonate facies in geologic history. Berlin; New York: Springer-Verlag, 1975. 471 p.
8. Galkin S.V., Kozlova I.A., Galkin V.I., Rastegaev A.V., Kozlov A.A. O svyazi harakteristik organicheskogo veshchestva porod s plotnost'iu resursov uglevodorodov (na primere Permskogo Prikam'ia) [About connection between characteristics of organic matter in rocks and density of hydrocarbon resources (on the Perm example)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2002, no. 11, pp. 9–13.
9. Tucker M.E., Wright V.P., Dickson J.A.D. Carbonate sedimentology. Oxford: Blackwell Science, 2002. 496 p.
10. Wayne M. Ahr geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. New Jersey: Wiley-Interscience, 2008. 296 p.
11. Galkin S.V. Vozmozhnosti veroyatnostnoi otsenki prirodov zapasov pri proektirovanii poiskov neftegazovykh mestorozhdenii (na primere platformennoj chasti Permskogo kraia) [Features a probabilistic assessment stocks of increments in the design of oil and gas field searches (for example, the platform part of the Perm region)]. *Izvestiia vuzov. Neft' i gaz*, 2004, no. 6, pp. 13–20.
12. Galkin V.I., Kozlova I.A., Galkin S.V., Rastegaev A.V., Melkomukov V.V. Zonal'no-lokal'nyĭ prognoz perspektiv neftegazonosnosti Solikamskoj depressii [Zonal-local forecast oil-and-gas content at Solikamsk depression]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2007, no. 10, pp. 8–11.
13. Galkin V.I., Krivoshchekov S.N. Obosnovanie napravlenij poiskov mestorozhdenij nefiti i gaza v Permskom krae [Justification directions search for oil and gas in Perm]. *Nauchnye issledovaniya i innovacii*, 2009, vol. 3, no. 4, pp. 3–7.
14. Klubov V.A. Tektonika i neftegazonosnost' Volgo-Ural'skoj anteklizy [Tectonics and petroleum potential of the Volga-Ural anteclise]. *Problemy geologii nefiti*. 1997, no. 6, pp. 25–31.
15. Reding H.G. Obstanovki osadkonakopleniya i facii [Depositional environment and facies]. M.: Mir, 1990. 384 s.
16. Putilov I.S., Vilesov A.P., Rakinceva L.N. Ispol'zovanie veroyatnostnogo statisticheskogo analiza dlja prognoza facial'noj zonal'nosti turne-famenskogo karbonatnogo kompleksa Ozernogo mestorozhdeniya [Using a probabilistic statistical analysis to predict the facies zonation tour-Famennian carbonate complex Lakedeposit]. *Materialy nauch.-prakt. konf. Neft' i gaz*. Tjumen', 2008, vol. 1, pp. 11–17.
17. Vilesov A.P. Osobennosti stroeniya karbonatnykh ciklotem famenskogo jarusa v rifogennykh postrojках severo-vostoka Permskogo kraja [Structural features of the carbonate cyclotomeFamennian stage in reef shelters the northeast edge of the Permian]. *Proceedings of the region. scientific-practical conference Geology and Mineral Resources of the Western Urals*. Perm, 2007, pp. 67–70.



18. Volkova A.S., Krivoshechekov S.N. Issledovanie zonal'noj neftegazonosnosti Solikamskoj depressii [The study zone petroleum Solikamsk depression]. Nauchnye issledovanija i innovacii, 2010, vol. 4, no. 2, pp. 12–15.

19. Moore C.H. Carbonate diagenesis and porosity. Amsterdam: Elsevier, 1989, 460 p.

20. Flugel E. Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application. Berlin: Springer, 2004, 976 p.

#### Об авторах

**Лузина Дарья Валерьевна** (Пермь, Россия) – студент кафедры геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: [dasha-luzina@yandex.ru](mailto:dasha-luzina@yandex.ru)).

**Кривошеков Сергей Николаевич** (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: [krivoshechekov@pstu.ru](mailto:krivoshechekov@pstu.ru)).

#### About the authors

**Luzina Dar'ja Valer'evna** (Perm, Russian Federation) – student, Department for oil and gas geology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky ave., 29; e-mail: [dasha-luzina@yandex.ru](mailto:dasha-luzina@yandex.ru)).

**Krivoshechekov Sergei** (Perm, Russian Federation) – candidat of technical sciences, docent, Department for oil and gas geology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky ave., 29; e-mail: [krivoshechekov@pstu.ru](mailto:krivoshechekov@pstu.ru)).

Получено 15.05.2012