

УДК 552.578.2.061.4:553.26

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

ИЗУЧЕНИЕ ЗОНАЛЬНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СМАЧИВАЕМОСТИ ПО ДАННЫМ БОКОВОГО КАРОТАЖА ДЛЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ВИЗЕЙСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ

И.Ю. Колычев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

STUDY OF ZONES OF WETTABILITY DISTRIBUTION BASED ON LATERAL LOGGING FOR OIL-BEARING VISEAN RESERVOIRS OF THE SOLIKAMSK DEPRESSION

Igor Yu. Kolychev

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, Russian Federation, 614990)

Получена / Received: 15.09.2017. Принята / Accepted: 12.10.2017. Опубликовано / Published: 01.02.2017

Ключевые слова:

удельное электрическое сопротивление, боковой каротаж, геофизические исследования скважин, смачиваемость, гидрофильный коллектор, гидрофобный коллектор, керн, структура порового пространства.

Изучена взаимосвязь данных электрометрии скважин со смачиваемостью терригенных коллекторов визейского возраста Соликамской депрессии. Проведено сопоставление результатов бокового каротажа со стандартными и специальными исследованиями керна. Рассмотрены теоретические аспекты влияния на электрическую проводимость фильтрационно-емкостных свойств пород, характеристик структуры порового пространства, смачиваемости. Выполнены теоретические расчеты диапазона изменения удельного электрического сопротивления в условиях терригенных коллекторов различного типа. Обосновано значительное влияние на сопротивление пород показателя смачиваемости поверхности горных пород.

Проведен анализ и сопоставлены различные методики оценки смачиваемости пород по данным керна. Установлено, что наибольшие погрешности в оценках смачиваемости пород связаны с гидрофилизацией поверхности вследствие экстракции керна. Сделан вывод о высоких перспективах использования метода рентгеновской томографии керна как прямого метода визуализации порового пространства при оценке смачиваемости эксплуатационных объектов.

В результате обобщения исследований керна с учетом анализа истории разработки геологический разрез с аномально высокими удельными электрическими сопротивлениями (200 Ом·м и выше) интерпретирован как преимущественно гидрофобный. Разрез со стандартными для терригенных коллекторов показаниями сопротивлений (менее 120 Ом·м) отнесен к гидрофильному типу.

Для визейских объектов (пласты Тл, Бб, Мл) Шершневого месторождения нефти на основе величин сопротивлений проведено районирование по распространению коллекторов различного типа смачиваемости. Схемы распространения гидрофильных и гидрофобных коллекторов для визейских эксплуатационных объектов Соликамской депрессии могут быть использованы при выработке проектных решений как на добывающем, так и на нагнетательном фонде скважин.

Key words:

specific electrical resistance, lateral logging, well logging, wettability, hydrophilic reservoir, hydrophobic reservoir, core, pore space structure.

The relationship between well electrometry data and wettability of Visean clastic reservoirs of the Solikamsk depression was studied. Results of lateral logging with conventional and special core analysis are compared. Theoretical aspects of the influence of reservoir properties, characteristics of the pore space structure and wettability on electrical conductivity is considered. Theoretical calculations of the range of variation of the specific electrical resistance in the conditions of clastic reservoirs of various types are performed. The significant influence of wettability index of surface rocks on the rock resistance is substantiated.

The analysis and comparison of different methods for assessing the wettability of rocks from core data are performed. It was found that the greatest errors in rock wettability assessments are associated with hydrophilization of the surface due to core extraction. It is concluded that the X-ray core tomography as a direct method for visualization of pore space in assessing the wettability of operational objects is a perspective method.

As a result of generalization of core studies and considered analysis of the development history the geological section with anomalously high specific electrical resistances (200 Ωm and above) is interpreted as predominantly hydrophobic. A section with standard resistance values for clastic reservoirs (less than 120 Ωm) is classified as a hydrophilic type.

As a result of generalization of core studies and considered analysis of the development history the geological section with anomalously high specific electric resistances (200 Ωm and above) is interpreted as predominantly hydrophobic. A section with standard resistance values for clastic reservoirs (less than 120 Ωm) is classified as a hydrophilic type.

For the Visean reservoirs (Tl, Bb, Ml) of the Shershevskoye oil field zonation on distribution of reservoirs of various wettability types is carried out on the basis of resistance values. Schemes of distribution of hydrophilic and hydrophobic reservoirs for the Visean operational reservoirs of the Solikamsk depression can be used to develop design solutions for both production and injection wells.

Колычев Игорь Юрьевич – ведущий инженер (тел.: +007 982 47 83 029, e-mail: igorkolychev@gmail.com).

Igor Yu. Kolychev – Senior Engineer (tel.: +007 982 47 83 029, e-mail: igorkolychev@gmail.com).

Введение

Территория Соликамской депрессии является одним из наиболее важных и перспективных участков роста нефтедобычи Пермского края. Высокие экономические перспективы территории определяет легкая нефть ($\mu_n < 3$ мПа·с) при удовлетворительных фильтрационных характеристиках эксплуатационных объектов (около $100 \cdot 10^{-3}$ мкм²). За последнее десятилетие здесь открыт ряд перспективных месторождений, находящихся пока на начальных стадиях эксплуатации, согласно экспертным оценкам, потенциал новых открытий также значителен [1, 2].

Основным объектом разработки в Соликамской депрессии являются залежи визейского возраста, в которых коллекторы представлены песчаниками и алевролитами. В связи с нахождением территории в Предуральском краевом прогибе породы вследствие их эпигенетического уплотнения имеют несколько пониженные емкостные свойства [3]. Пористость (K_n) коллекторов находится в диапазоне от 10 до 20 %, нефтенасыщенность (K_n) – от 0,50 до 0,92.

В целом для коллекторов характерна высокая неоднородность по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС), что усложняет условия разработки. Согласно работе [4], для территории исследования успешность геолого-технических мероприятий (ГТМ) оценена в последние годы от 44 до 62 %. За 35-летний период разработки «старых» месторождений для данной территории накоплены значительная геолого-промысловая информация и опыт разработки, которые требуют сегодня переосмысления. Такой системный анализ в перспективе должен положительно сказаться на эффективности будущих ГТМ.

Постановка проблемы оценки смачиваемости нефтенасыщенных коллекторов по данным электрометрии в условиях высокоомного геолого-геофизического разреза

Характерной особенностью геофизического разреза визейских отложений являются аномально высокие удельные электрические сопротивления (УЭС) нефтенасыщенных пластов, которые могут значительно превышать 200 Ом·м (в ряде случаев более 2000 Ом·м). Данный феномен исключительно редок для

терригенных пород. Обобщение геофизических исследований скважин (ГИС) различных территорий показывает, что величины УЭС для терригенных пластов нефтеносной части обычно находятся в пределах 5–20 Ом·м и почти всегда ограничены 40–120 Ом·м как для Пермского края [5], так и для других территорий [6–9]. Редким исключением является нефтегазоматеринская баженовская свита, для пород которой УЭС может достигать 3000 Ом·м, что связывают с гидрофобностью отложений. Гидрофобизация пород, вероятно, связана с большой долей органического материала данных отложений, а также с их тонкослоистым строением (толщины пропластков составляют 0,4–0,6 м) [10].

Изучаемые в данной работе визейские пласты в Соликамской депрессии представлены преимущественно выдержанными пластами от 1 до 3 м мелкозернистых и среднемелкозернистых песчаников, с низким содержанием глинистости ($K_{гл}$) порядка 1–5. Необходимо отметить, что для карбонатных минералов характерна большая гидрофобность в сравнении с кварцем [11], поэтому в нефтеносном карбонатном разрезе обычно степень гидрофобизации коллекторов выше, чем в терригенном. Однако, согласно данным работы [12], для территории Соликамской депрессии, наоборот, терригенные коллекторы в среднем более гидрофобны ($M_{ср} = 0,22$), чем карбонатные ($M_{ср} = 0,31$), тогда как для всех остальных районов Пермского края отмечена противоположная стандартная ситуация.

Примечательно, что в визейских отложениях на одних и тех же залежах Соликамской депрессии встречены как интервалы высокоомного, так и низкоомного разреза. По мнению автора, повышенные УЭС связаны с гидрофобизацией коллекторов, а низкоомный разрез – с преимущественно фильными породами. В настоящее время нефтегазовыми предприятиями повышенные УЭС не принимаются во внимание, и проектные решения обосновываются без учета характера смачиваемости коллекторов. Между тем характеристики вытеснения для фильного и фобного коллекторов принципиально различны.

В целом состояние поверхности горных пород влияет на процессы заводнения, капиллярную пропитку, формирование текущей нефтенасыщенности и распределение остаточных запасов [13]. С одной стороны, при организации закачки

вода значительно легче будет мигрировать в гидрофильном пласте. На начальных этапах добычи до прорыва воды к добывающим скважинам характеристики нефтеизвлечения гидрофильных коллекторов превышают аналогичные характеристики гидрофобных. Однако на поздних этапах, после реализации заводнения, в крупных порах остаются целики невытесненной нефти. В преимущественно гидрофобном пласте, согласно теоретическим представлениям, нефть прилипает к поверхности пор, что повышает шансы непрерывной фильтрации к добывающей скважине. В результате вытесняемая нефть остается на поверхности пор и в мелких поровых каналах, что препятствует проникновению воды в крупные поры за счет капиллярных сил [14].

Разработка визейских коллекторов в Соликамской депрессии идет с поддержанием пластового давления путем закачки воды в пласт, в том числе с применением нестационарных методов закачки, эффективность которых ввиду высокой неоднородности коллекторов признается высокой [15]. При этом для некоторых участков залежей характерно резкое снижение проницаемости в первый месяц работы после проведения ГТМ, что связано в работе [5] с вероятной гидрофобизацией разреза. В целом проблема оконтуривания объемов коллекторов гидрофобного типа, несомненно, является для территории исследования актуальной. В перспективе информация о типе смачиваемости коллектора может иметь практическое применение при планировании ГТМ как на добывающем, так и нагнетательном фонде скважин.

Методы оценки смачиваемости поверхности горных пород по данным исследований керна

Смачиваемость указывает на предрасположенность твердого материала смачиваться определенной жидкостью при условии присутствия данного флюида. Показатель смачиваемости не является заведомо известной характеристикой породы, а зависит от типа смачивающей жидкости и структурно-энергетического формирования нефтяной залежи. Распределение гидрофобных и гидрофильных участков, их число и чередование зависят от природы породообразующих минералов, структуры порового пространства, физико-

химических свойств насыщающих жидкостей и содержания в нем остаточной воды [16].

Известно, что породообразующие минералы преимущественно хорошо смачиваются водой, поэтому до миграции в них нефти горные породы гидрофильны. Вследствие длительного во времени контакта нефти на поверхности породообразующих минералов происходит процесс селективной адсорбции активных компонентов нефти. Чтобы компоненты нефти смогли вызвать изменение смачиваемости, нефтяная фаза должна вытеснить рассол с поверхности. Физически процесс гидрофобизации заключается в разрыве (расклинивании) тонкой пленки остаточной реликтовой воды в порах. На характер и величину расклинивающего давления влияет состав нефти, а также водородный показатель pH и состав рассола [17].

В естественных условиях микроструктурная смачиваемость весьма неоднородна на уровне отдельных пор и капилляров. При этом некоторые поверхности контактируют с нефтью, и водная пленка на них может быть нестабильной. В результате интервалы низкопроницаемых пород могут оставаться гидрофильными, тогда как соседние пласты лучше смачиваются нефтью. Даже в единичном образце керна может наблюдаться смешанная смачиваемость с проявлением разных типов поверхности. При смешанном характере смачиваемости крупные поры с большей вероятностью гидрофобны, а мелкие, окружающие точки контактов зерен породы – гидрофильны [18].

Гидрофобные и гидрофильные типы коллекторов отличаются характером распределения фаз воды и нефти в поровом объеме пород и динамикой процесса вытеснения нефти. В условиях интенсивного заводнения пластов нарушается исходное равновесное состояние пластовой системы и смачиваемость пород может изменяться, что делает особо важной достоверную оценку смачиваемости именно для залежей, разрабатываемых с системой поддержания пластового давления.

Известно достаточно много методов и патентов определения физико-химических свойств поверхности (метод Амотта, адсорбционные методы, метод центрифугирования, кривых капиллярного давления, изометрической сушки). Описание основных методик рассмотрено в работах [19, 20].

В Пермском крае наибольшее распространение приобрел метод капиллярного давления и центрифугирования [21]. Сущность метода состоит во взаимозависимости вытесняемых объемов углеводородной и водной фаз за счет проявления капиллярных сил и гидродинамического давления. Количественной оценкой является параметр смачиваемости M , ранжирующий породы по линейной шкале от абсолютно гидрофобных ($M = 0$) до гидрофильных ($M = 1$). Показатель M указывает на предпочтение породы смачиваться водой и керосином.

В ряде работ сделаны попытки сопоставить результаты оценки смачиваемости различными методами. Так, сравнение показателя M с коэффициентом гидрофобизации θ_n , полученным методом изотермической сушки, показало неполное соответствие, но в целом высокую коррелированность методов [22]. Вместе с тем сопоставление результатов оценки M с методикой Амотта позволило в работе [23] сделать вывод о большей информативности последней для образцов, обладающих избирательной смачиваемостью. В целом анализ результатов работы [23] показывает завышение гидрофобности оценки M в сравнении с методикой Амотта.

Проблемой оценки смачиваемости в большинстве стандартных методик является то, что смачиваемость в них определяется уже на экстрагированном керне с измененными в результате действия растворителей углеводородов физико-химическими свойствами. При этом экстракция может изменить свойства поверхности горных пород, преимущественно в сторону их гидрофилизации [23, 24]. В результате этого нарушаются реальные пластовые характеристики. Метод ядерно-магнитного резонанса не имеет подобных недостатков [25–27], однако его использование при каротаже в Пермском крае не нашло широкого применения.

Обобщая информацию по данным лабораторной оценки смачиваемости, заметим, что все методы являются косвенными, а их количественные оценки часто основаны на различных физических процессах. Выгодно от них отличается метод рентгеновской томографии керна, который позволяет визуализировать структуру порового пространства горных пород и вмещающих флюидов. Возможности данного метода оценки структурного пространства горных

пород изложены в работах [28–30]. Характерные томограммы для гидрофобных и гидрофильных коллекторов представлены на рис. 1.

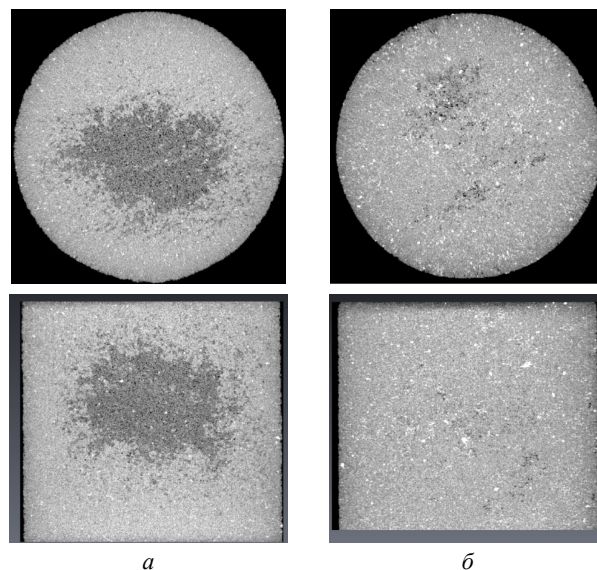


Рис. 1. Томограммы поперечного и продольного разрезов насыщенных образцов гидрофобного (а) и гидрофильного (б) коллекторов визейских отложений Соликамской депрессии

Для гидрофобных образцов (см. рис. 1, а) вследствие их низкой смачиваемости характерно меньшее проникновение раствора NaI в недонасыщенную центральную часть образца (темно-серое пятно). Весь гидрофильный образец характеризуется полной равномерной пропиткой (см. рис. 1, б) [31]. Таким образом, рентгеновская томография позволяет визуализировать в образцах керна участки с гидрофобной поверхностью. С учетом этого в данной работе оценки смачиваемости образцов во многом базируются на результатах томографии керна.

Оценка смачиваемости горных пород по данным электрических методов каротажа

В работе [31] для территории исследования установлены закономерности влияния смачиваемости поверхности на электрическую проводимость визейских коллекторов по данным исследований как керна, так и скважин. Рассмотрим теоретические представления о влиянии характеристик смачиваемости на показания УЭС.

Как известно, УЭС горных пород не зависит от их минерального состава, так как порообразующие элементы (кварц, полевой шпат и др.) соответствуют первоклассным изоляторам (ρ_n от

10^{10} до 10^{15} Ом·м) [32]. Сопротивление воды (ρ_v) в зависимости от концентрации, минерализации солей и температуры находится обычно в диапазоне от 0,01 до 1 Ом·м, что на много порядков меньше сопротивления минерального скелета [33]. В нефтенасыщенной породе нефть, замещая объем порового пространства, повышает УЭС. Соответственно, проводимость нефтенасыщенных коллекторов определяется объемом и структурой порового пространства, занятого водной фазой. В гидрофобном пласте непрерывность водной фазы может быть нарушена, что ведет к увеличению УЭС.

Согласно теоретическим представлениям, УЭС неглинистых коллекторов определяются пористостью, водонасыщенностью, извилистостью токопроводящих каналов, структурным коэффициентом и смачиваемостью пород. Формулу определения УЭС породы можно представить в следующем виде:

$$\rho_n = \rho_v \cdot T \cdot K_n^{-m} \cdot K_v^{-n}, \quad (1)$$

где ρ_v – сопротивление пластовой воды, Ом·м; T – извилистость токопроводящих каналов; K_n – коэффициент пористости, доли ед.; K_v – коэффициент водонасыщенности, доли ед.; m – структурный коэффициент; n – показатель смачиваемости.

В работе [34] на основе анализа метода чувствительных входных данных [35] сделаны выводы, что для гидрофильных песчаных коллекторов на величины УЭС наибольшее влияние оказывают коэффициент m , водонасыщенность и пористость [34]. Выполним расчеты возможных значений УЭС на примере пласта Бб Шершневого месторождения для коллекторов с минимальными ФЕС; при средних значениях ФЕС (в соответствии с государственным балансом);

с максимальными ФЕС. Фактические величины ФЕС, а также $\rho_v = 0,045$ Ом·м брались из проектного документа [36].

Извилистость токопроводящих каналов для нефтенасыщенных пород варьируется в диапазоне от 1,4 до 2,4 единицы [37]. Структурный показатель m для среднесцементированных песчаников, согласно теоретическим и экспериментальным данным, изменяется от 1,5 до 2 [38]. Показатели T и m принимались последовательно по мере усложнения структуры порового пространства: $T = 1,4$ и $m = 1,5$; $T = 1,9$ и $m = 1,75$; $T = 2,4$ и $m = 2$.

Наиболее неоднозначной представляется оценка показателя смачиваемости n , который является составной частью уравнения Арчи, связывающего коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{ов}$ и УЭС:

$$P_n = 1/(K_{ов})^n, \quad (2)$$

где параметр насыщения P_n рассчитывается как отношение УЭС нефтенасыщенного и водонасыщенного пропластков $P_n = \rho_{нп} / \rho_{вп}$.

Согласно классическим источникам, для гидрофильных коллекторов n составляет 1,3–2,0, для коллекторов с промежуточной смачиваемостью – от 2,5 до 5,0 и для гидрофобных коллекторов – более 5 [39, 40]. Однако известно, что гидрофобность пород в чистом виде может быть встречена исключительно в нефтегазоматеринских толщах. Так, в работе [17] для агидрофобных коллекторов рекомендуется принимать значения $n > 2$. С учетом этого, а также данных работы [41] при расчетах приняты следующие оценки показателя смачиваемости: для гидрофильных – $n = 1,3$, с переходной характеристикой смачиваемости – $n = 2$, для гидрофобных – $n = 3$. Результаты расчетов сведены в таблицу.

Расчет УЭС горных пород в зависимости от емкостных и структурных характеристик порового пространства

n	ρ_n , Ом·м								
	$K_n = 0,106; K_{ов} = 0,494$			$K_n = 0,165; K_{ов} = 0,104$			$K_n = 0,201; K_{ов} = 0,076$		
	$T = 1,4,$ $m = 1,5$	$T = 1,9,$ $m = 1,75$	$T = 2,4,$ $m = 2$	$T = 1,4,$ $m = 1,5$	$T = 1,9,$ $m = 1,75$	$T = 2,4,$ $m = 2$	$T = 1,4,$ $m = 1,5$	$T = 1,9,$ $m = 1,75$	$T = 2,4,$ $m = 2$
1,3	5	11	24	18	38	75	20	40	76
2	7	18	39	87	185	365	121	245	463
3	21	36	80	836	1779	3526	1593	3228	6090

Из таблицы видно, что именно показатель смачиваемости в наибольшей степени влияет на расчетные величины УЭС. Для гидрофильных пород, вне зависимости от ФЕС и структуры

порового пространства, УЭС ограничены 80 Ом·м. Для гидрофобных коллекторов с хорошими ФЕС во всех случаях оценки УЭС очень велики, при промежуточной смачиваемости на УЭС в большей

степени начинает влиять структура порового пространства пород. Для коллекторов с низкими ФЕС УЭС не превышают 80 Ом·м даже при высоких показателях смачиваемости ($n = 3$). Приведенные расчеты, конечно, не характеризуют все возможные реальные ситуации соотношений смачиваемости и УЭС, однако отображают общий тренд процесса.

Изучение пространственного распространения коллекторов гидрофильного и гидрофобного типа

Выше для визейских коллекторов Соликамской депрессии обосновано влияние смачиваемости горных пород на показания УЭС. Соответственно, о геометрии зон развития гидрофобных и гидрофильных коллекторов можно судить по зональности распределения аномально высоких УЭС нефтенасыщенных пород.

Для рассмотренного в статье геофизического разреза наиболее достоверными при оценке УЭС представляются данные исследований методом бокового каротажа (БК). В высокоомном разрезе БК имеет преимущество перед обычными электродными, так как на его каротажных кривых даже маломощные пласты при неблагоприятных условиях ($\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}}$) выделяются достаточно четко. Кондиционными для численной оценки УЭС принимались данные скважин, пробуренных на пресных (глинистых) буровых растворах ($q_c > 0,3$ Ом·м).

Анализ распространения коллекторов различного типа смачиваемости выполним на примере визейских коллекторов Шершневого месторождения, разработка которых идет на трех эксплуатационных объектах тульского (пласт Тл), бобриковского (пласт Бб) и радаевского возраста (пласт Мл). Диапазоны изменения пористости пластов – от 10 до 20 %, нефтенасыщенности – от 51 до 93 %, глинистость низкая – менее 5 %. Пласты характеризуются различными геологическими условиями образования и ФЕС, ввиду чего анализ необходимо проводить для каждого пласта отдельно.

Коллекторы пласта Тл (толщина 11–14 м) представлены в основном средне- и мелкозернистыми песчаниками. Песчаные пласты относительно изолированы от окружающих их глинисто-алевритовых отложений и часто являются литологически замкнутыми ловушками.

Пористость тульских песчаников в среднем 15,6 %, проницаемость – $273 \cdot 10^{-3}$ мкм². Распределение проницаемости асимметричное, с максимумом в интервале $250–500 \cdot 10^{-3}$ мкм² [36].

Коллекторы бобриковского возраста (толщина 12–20 м) представлены в основной массе мелкозернистыми и среднемелкозернистыми алевритистыми песчаниками. В отложениях бобриковского горизонта выделены зоны увеличенных толщин коллекторов до 16 м. Расположение этих зон в плане свидетельствует о существовавших в это время речных потоков, что на современном плане отразилось в виде рукавообразных форм увеличенных толщин северо-западного направления. Пласт Бб имеет хорошие коллекторские свойства. Средние значения пористости и проницаемости равны 17,4 % и $401 \cdot 10^{-3}$ мкм². Распределение проницаемости асимметричное, с максимумом в интервале $250–500 \cdot 10^{-3}$ мкм² [36].

Породы радаевского возраста (толщина 3–14 м) несогласно залегают на турнейских отложениях, а в зонах размыва отсутствуют. Повышенные значения толщин тяготеют к склонам структуры обложения рифового массива и к пониженным ее участкам. Коллекторы представлены песчаниками мелкозернистыми, среднемелкозернистыми. Средние значения пористости и проницаемости по керну – 14,4 % и $206 \cdot 10^{-3}$ мкм². Распределение проницаемости асимметричное, с максимумом в интервале $100–250 \cdot 10^{-3}$ мкм² [36].

Таким образом, ФЕС эксплуатационных визейских объектов в значительной степени отличаются так же, как и характер распределения эффективных толщин. С учетом этого анализ распространения коллекторов с различными типами смачиваемости выполнялся отдельно для залежей пластов Тл, Бб, Мл. При этом для скважин каждого пласта рассчитана доля гидрофобизации коллектора (диапазон изменения от 0 до 1) как отношение толщин с гидрофобными свойствами поверхности к общей толщине нефтенасыщенных коллекторов. При расчетах учитывались пропластки с толщинами не менее 0,8 м, для которых определение УЭС считалось близким к истинным. Интервалы геологического разреза с УЭС > 200 Ом·м принимались гидрофобными, с УЭС < 120 Ом·м – гидрофильными, интервалы с промежуточными значениями УЭС (120–200 Ом·м) исключались из расчетов толщин.

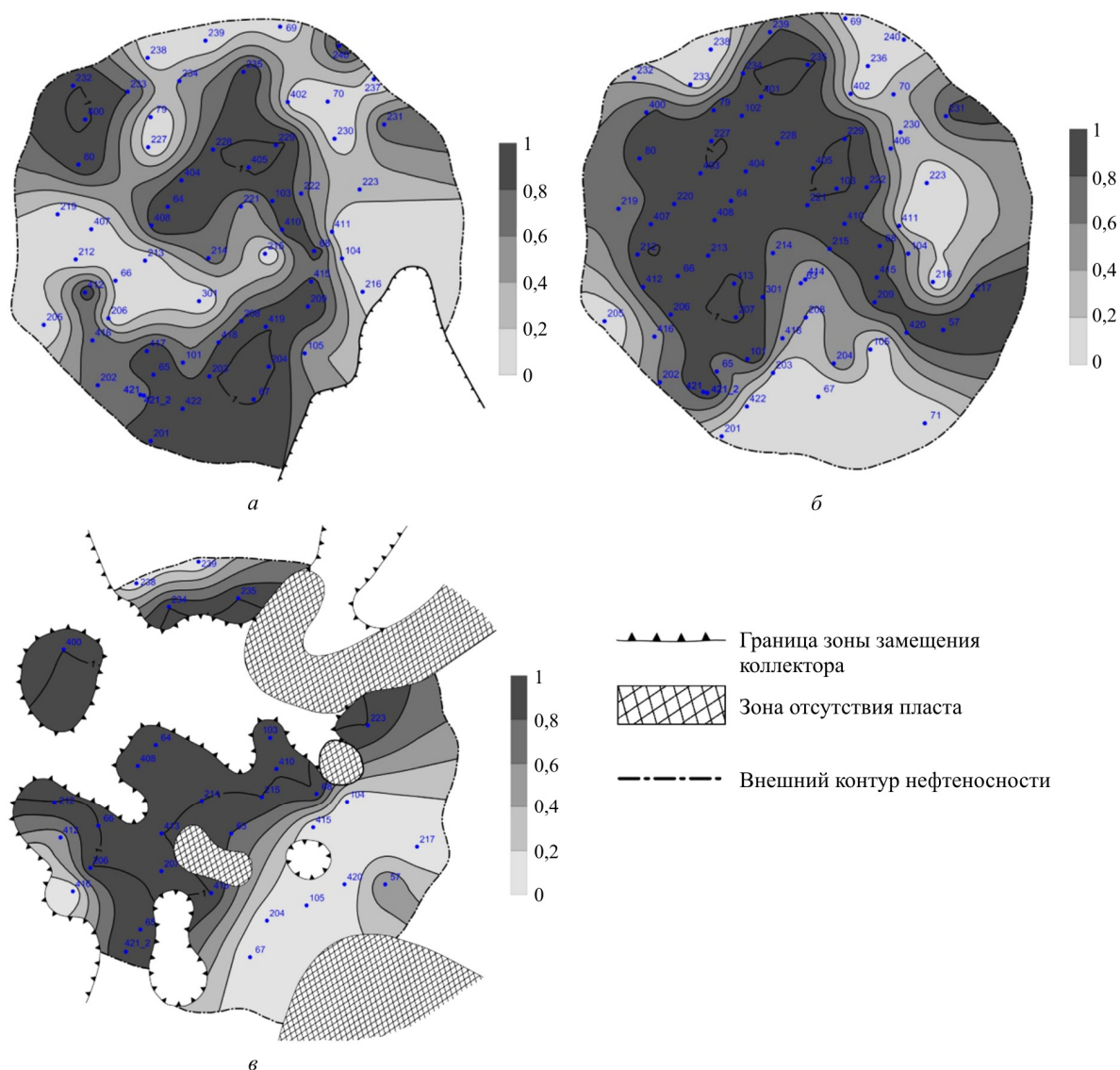


Рис. 2. Схемы распространения доли гидрофобных коллекторов для залежей пластов Тл (а), Бб (б), Мл (в) Шершневого месторождения

В результате построены схемы распространения доли гидрофобных коллекторов для залежей пластов Тл, Бб, Мл (см. рис. 2). При этом установлены существенные различия в распределении данного показателя, что подтверждает верность раздельного изучения смачиваемости визейских объектов.

Из рис. 2, а видно, что гидрофобный тип коллектора распространен в южной, центральной и частично в северо-западной части залежи пласта Тл. Гидрофильный тип в целом примыкает к внешнему контуру нефтеносности на востоке, севере и западе залежи. При этом находящиеся близко к контуру питания единичные скважины (240, 231) также по УЭС отнесены к гидрофобному типу.

Для пласта Бб гидрофобный тип коллектора приурочен к центральной части залежи,

примыкает к внешнему контуру нефтеносности лишь в восточной ее части (см. рис. 2, б). Гидрофильный тип установлен на участках, расположенных вблизи контура питания. В целом для пластов Тл и Бб доли гидрофильных и гидрофобных интервалов можно считать сопоставимыми. По мере удаления от контура питания доля коллекторов преимущественно гидрофобного типа закономерно возрастает.

Отличительной особенностью залежи пласта Мл является значительная доля зон замещения коллекторов плотными породами, что особенно выражено в ее западной части (см. рис. 2, в). Практически все районы, примыкающие к выклиниванию коллекторов, гидрофобны. Исключением является участок на юго-востоке залежи (район скважин 412, 416). Районы, близкие к внешнему контуру в юго-восточной

части и фрагментарно на севере залежи (район скважин 238, 239), напротив, преимущественно гидрофильны. В целом для залежи пласта Мл, вероятно в связи с развитием зон замещения коллекторов, характерно преобладание гидрофобного типа коллектора (см. рис. 2, в).

Схемы распространения преимущественно гидрофильных и гидрофобных коллекторов для визейских эксплуатационных объектов

Библиографический список

1. Методика вероятностной оценки геологических рисков при поисках нефтяных месторождений для территорий с высокой плотностью промышленных открытий / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородин, С.В. Галкин, В.И. Галкин, А.В. Растегаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 10. – С. 4–13.
2. Галкин С.В. Методология учета геологических рисков на этапе поисков и разведки нефтяных месторождений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11, № 4. – С. 23–32.
3. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – 335 с.
4. Илюшин П.Ю., Рахимзянов Р.М., Соловьев Д.Ю., Колычев И.Ю. Анализ проведения геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности добывающих скважин на нефтяных месторождениях Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 15. – С. 81–89. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.9
5. Соболева Е.В., Ефимов А.А., Галкин С.В. Анализ геолого-геофизических характеристик терригенных коллекторов при прогнозе приеминости скважин месторождений Соликамской депрессии // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 20–22.
6. Искендеров М.М. Комплексная интерпретация результатов ГИС при изучении терригенных разрезов // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2014. – № 3. – С. 4–10. DOI: 10.5510/OGP20140300204
7. Петров А.М., Сухорукова К.В., Нечаев О.В. Определение анизотропии удельного электрического сопротивления высокоомных отложений по данным бокового каротажного зондирования // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2016. – Т. 2, № 1. – С. 227–231.
8. Никифорова О.Г. Оценка удельного электрического сопротивления и характера насыщенности низкоомных терригенных коллекторов по данным ГИС // Геофизика. – 2008. – № 1. – С. 22–24.
9. Шиланов Н.С., Хибасов Б.Б., Байтенов К.С. Особенности интерпретации материалов каротажа по новым скважинам // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2011. – № 3. – С. 16–19. DOI: 10.5510/OGP20110300073
10. Куляпин П.С., Соколова Т.Ф. Использование статистического моделирования при интерпретации данных ГИС в нефтематеринских породах баженовской Соликамской депрессии могут быть использованы как при анализе добывных характеристик участков скважин, так и при организации эффективной закачки. Для разработки участков с различным характером смачиваемости пластов должны приниматься принципиально различные технологии, что должно учитываться при организации эффективных режимов работы залежей.
11. Митрофанов В.П., Ермакова М.И. Смачиваемость продуктивных отложений юго-восточной части Пермского региона // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 1. – С. 29–32.
12. Злобин А.А., Юшков И.Р. О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа // Вестник Пермского университета. Геология. – 2014. – № 3 (24). – С. 68–79.
13. Нестеренко Н.Ю. Влияние смачиваемости поверхности на разделение нефти в породе // Геология нефти и газа. – 1994. – № 8. – С. 28–32.
14. Anderson W.G. Wettability literature survey. Part 4: Effects of wettability capillary pressure // Journal of Petroleum Technology. – 1987. – Vol. 39. – P. 1283–1300. DOI: 10.2118/15271-PA
15. Анализ эффективности применения циклической закачки жидкости на месторождениях с различными геолого-технологическими условиями / Г.Н. Чумаков, В.И. Зотиков, И.Ю. Колычев, С.В. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 96–99.
16. Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. Геологические факторы смачиваемости пород – коллекторов нефти и газа // Деловой журнал Neftegas.ru. – 2016. – № 3. – С. 80–90.
17. Основы смачиваемости / В. Абдалла, Д.С. Багли, Э. Карнеги, Д. Эдвардс, Б. Херольд, Э. Фордэм, А. Грауэ, Т. Хабаш, Н. Селезнев, К. Синьер, Х. Хусейн, Б. Монтарон, М. Зиауддин // Нефтегазовое обозрение. – 2007. – Т. 19, № 2. – С. 54–75.
18. Kovscek A.R., Wong H., Radke C.J. A pore level scenario for the development of mixed wettability in oil reservoirs // American Institute of Chemical Engineers Journal. – 1993. – 39, № 6. – P. 1072–1085. DOI: 10.2118/24880-MS
19. Empirical measures of wettability in porous media and the relationship between them derived from pore-scale modelling / A.B. Dixit, J.S. Buckley, S.R. McDougall, K.S. Sorbie // Transp. Porous Media. – 2000. – Vol. 40, iss. 1. – P. 27–54. DOI: 10.1023/A:1006687829177
20. Нестеренко Н.Ю. Смачиваемость пород-коллекторов пластовыми флюидами // Геология нефти и газа. – 1995. – № 5.
21. ОСТ 39-181-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород [Электронный ресурс]. – URL: <http://gostrf.com/normadata/1/4293835/4293835425.pdf> (дата обращения: 12.06.2017).

22. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Гурбатова И.П. Показатели смачиваемости в пористой среде и зависимость между ними // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2011. – № 1 (3). – С. 10.
- 23 Особенности изучения смачиваемости сложнопостроенных карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами / И.П. Гурбатова, С.В. Мелехин, Д.В. Чижов, Ю.В. Файрузова // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 20. – С. 240–245. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.20.4
24. Влияние смачиваемости на коэффициент вытеснения нефти / Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, А.М. Мошева, С.В. Мелехин, Д.В. Чижов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – Т. 12, № 6. – С. 54–63.
25. Злобин А.А., Юшков И.Р. Определение смачиваемости поверхности поровых каналов неэкстрагированных пород-коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 29–32.
26. Trends in NMR logging / D. Allen, C. Flaum, T.S. Ramakrishnan, J. Bedford, K. Castelijn, D. Fairhurst, G. Gubelin, N. Heaton, C.C. Minh, M.A. Norville, M.R. Seim, T. Pritchard, R. Ramamoorthy // Oilfield Review. – 2000. – 12, № 3. – P. 2–19.
27. Chen J., Hirasaki G.J., Flaum M. NMR wettability indices: effect of OBM on wettability and NMR responses // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2006. – 52, № 1–4. – P. 161–171. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.03.007
28. X-ray tomography in petrophysical studies of core samples from oil and gas fields / S.V. Galkin, A.A. Efimov, S.N. Krivoshechekov, Ya.V. Savitskiy, S.S. Cherepanov // Russian Geology and Geophysics. – 2015. – № 5. – P. 782–792. DOI: 10.1016/j.rgg.2015.04.009
29. Effect of sub-core scale heterogeneities on acoustic and electrical properties of a reservoir rock: a CO₂ flooding experiment of brine saturated sandstone in a computed tomography scanner / B.L. Alemu, E. Aker, M. Soldal, O. Johnsen, P. Aagard // European Association of Geoscientists & Engineers. Geophysical Prospecting. – 2012. – 61. – P. 235–250. DOI: 10.1111/j.1365-2478.2012.01061.x
30. Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of core x-ray tomography data / A.A. Efimov, S.V. Galkin, Ia.V. Savitskii, V.I. Galkin // Ecology, Environment and Conservation. – 2015. – Vol. 21. – P. 79–85.
31. Исследование смачиваемости коллекторов нефтяных месторождений методом рентгеновской томографии керна / А.А. Ефимов, Я.В. Савицкий, С.В. Галкин, Е.В. Соболева, В.Ш. Гурбанов // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – Т. 4, № 4. – С. 55–63. DOI: 10.5510/OGP20160400298
32. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Д. Геофизические исследования в скважинах: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1982. – 351 с.
33. Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС. – Пермь, 2007. – 317 с. (Сер.: Приоритетные национальные проекты «Образование»).
34. Искендеров М.М. Некоторые результаты моделирования удельного электрического сопротивления (на примере месторождений Южно-Абшеронской акваториальной зоны и северной части Бакинского архипелага) // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2017. – Т. 2, № 2. – С. 4–12. DOI: 10.5510/OGP20170200310
35. Hill T., Lewicki P. Statistics: methods and applications: a comprehensive reference for science, industry, and data mining. – Tulsa, OK: StatSoft, 2006. DOI: 10.1016/B978-0-323-03707-5.50024-3
36. Геологическое строение и пересчет запасов углеводородного сырья Шершневого месторождения нефти на основе геологической модели / ПермНИПИнефть. – Пермь, 2010.
37. Буряковский Л.А., Джафаров И.С., Джеваншир Р.Д. Прогнозирование физических свойств коллекторов и покрышек нефти и газа. – М.: Недра, 1982. – 200 с.
38. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1985. – 310 с.
39. Дебрانت. Р. Теория и интерпретация результатов геофизических методов исследования скважин. – М.: Недра, 1972. – 288 с.
40. Смачиваемость пород-коллекторов в процессе разработки залежей нефти / М.Т. Абасов, Р.Ю. Алияров, Ю.М. Кондрушкин, Р.А. Мусаев, А.Ф. Гашимов, В.Н. Лунина, А.Ш. Гасымов, А.А. Адыгезалова // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 8. – С. 69–71.
41. Montaron B. A quantitative model for the effect of wettability on the conductivity of porous rocks // 15th Middle East Oil and Gas Show and Conference, March 11–14, Bahrain, 2007. DOI: 10.2118/105041-MS

References

1. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Galkin S.V., Galkin V.I., Rastegaev A.V. Metodika veroiatnostnoi otsenki geologicheskikh riskov pri poiskakh neftnykh mestorozhdenii dlia territorii s vysokoi plotnost'iu promyshlennykh otkrytii [Some method of probability assessment of geological risks while prospecting for oil fields on territories with high density of commercial discoveries] *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2013, no.10, pp.4-13.
2. Galkin S.V. Accounting methods of geological risks on the stage of oil fields exploration. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2012, vol.11, no.4, pp.23-32.
3. Liadova N.A., Iakovlev Iu.A., Raspopov A.V. *Geologiya i razrabotka neftnykh mestorozhdenii Permskogo kraia* [Geology and development of oil deposits of the Perm region]. Moscow, VNIIOENG, 2010, 335 p.
4. Iiushin P.Iu., Rakhimzianov R.M., Solov'ev D.Iu., Kolychev I.Iu. Analysis of well intervention aimed at oil production enhancement in the Perm krai's fields. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University.*

Geology. Oil & Gas Engineering & Mining, 2015, vol.14, no.15, pp.81-89. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.9

5. Soboleva E.V., Efimov A.A., Galkin S.V. Analiz geologo-geofizicheskikh kharakteristik terrigenykh kollektorov pri prognoze priemistosti skvazhin mestorozhdenii Solikamskoi depressii [The analysis of geological and geophysical characteristics of terrigenous reservoirs at the forecast injectability of wells of Solikamskaya depression]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no.6, pp.20-22.

6. Iskenderov M.M. Kompleksnaia interpretatsiia rezul'tatov GIS pri izuchenii terrigenykh razrezov [Integrated interpretation of well logging results in the study of terrigenous sections]. *Nauchnye trudy NIPi Neftegaz GNKAR*, 2014, no. 3, pp.4-10. DOI: 10.5510/OGP20140300204

7. Petrov A.M., Sukhorukova K.V., Nechaev O.V. Opredelenie anizotropii udel'nogo elektricheskogo soprotivleniia vysokoomnykh otlozhenii po dannym bokovogo karotazhnogo zondirovaniia [Determination of the anisotropy of the resistivity of high-resistivity deposits from lateral logging]. *Interesko Geo-Sibir'*, 2016, vol.2, no.1, pp.227-231.

8. Nikiforova O.G. Otsenka udel'nogo elektricheskogo soprotivleniia i kharaktera nasyshchennosti nizkoomnykh terrigenykh kollektorov po dannym GIS [Estimation of the specific electrical resistance and the nature of the saturation of low-resistance clastic reservoirs according to geophysics data]. *Geofizika*, 2008, no.1, pp.22-24.

9. Shilanov N.S., Khibasov B.B., Baitenov K.S. Osobennosti interpretatsii materialov karotazha po novym skvazhinam [Features of interpretation of logging materials for new wells]. *Nauchnye trudy NIPi Neftegaz GNKAR*, 2011, no.3, pp.16-19. DOI: 10.5510/OGP20110300073

10. Kuliapin P.S., Sokolova T.F. Ispol'zovanie statisticheskogo modelirovaniia pri interpretatsii dannykh GIS v neftematerinskikh porodakh bazhenovskoi svity Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii [Use of statistical modeling in interpretation of geophysics data in the oil-bearing rocks of the Bazhenov suite of the West Siberian oil and gas province]. *Tekhnologii seismorazvedki*, 2013, no.3, pp.28-42.

11. Mitrofanov V.P., Ermakova M.I. Smachivaemost' produktivnykh otlozhenii iugo-vostochnoi chasti Permskogo regiona [Wettability of productive deposits of the southeastern part of the Perm Region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no.1, pp.29-32.

12. Zlobin A.A., Iushkov I.R. O mekhanizme gidrofobizatsii poverkhnosti porod-kollektorov nefti i gaza [On the mechanism of hydrophobization of the surface of the reservoir rocks of oil and gas]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 2014, no.3 (24), pp.68-79.

13. Nesterenko N.Iu. Vliianie smachivaemosti poverkhnosti na razdelenie nefti v porode [Influence of surface wettability on the oil separation in the rock]. *Geologiya nefti i gaza*, 1994, no.8, pp.28-32.

14. Anderson W.G. Wettability literature survey. Part 4: Effects of wettability capillary pressure. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, vol. 39, pp.1283-1300. DOI: 10.2118/15271-PA

15. Chumakov G.N., Zotikov V.I., Kolychev I.Iu., Galkin S.V. Analiz effektivnosti primeneniia tsiklichesko

zakachki zhidkosti na mestorozhdeniiakh s razlichnymi geologo-tekhnologicheskimi usloviiami [Analysis of the effectiveness of cyclic fluid injection at fields with different geological and technological conditions]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no.9, pp.96-99.

16. Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. Geologicheskie faktory smachivaemosti porod-kollektorov nefti i gaza [Geological factors of wettability of reservoir rocks of oil and gas]. *Neftegaz.ru*, 2016, no.3, pp.80-90.

17. Abdalla V., Bakli D.S., Karnegi E., Edwards D., Kherol'd B., Fordem E., Graue A., Khabashi T., Seleznev N., Sin'er K., Khusein Kh., Montaron B., Ziauddin M. Osnovy smachivaemosti [Basics of wettability]. *Neftegazovoe obozrenie*, 2007, vol.19, no.2, pp.54-75.

18. Kovscek A.R., Wong H., Radke C.J. A pore level scenario for the development of mixed wettability in oil reservoirs. *American Institute of Chemical Engineers*, 1993, 39, no.6, pp.1072-1085. DOI: 10.2118/24880-MS

19. Dixit A.B., Buckley J.S., McDougall S.R., Sorbie K.S. Empirical measures of wettability in porous media and the relationship between them derived from pore-scale modeling. *Transp. Porous Media*, 2000, vol.40, iss.1, pp.27-54. DOI: 10.1023/A:1006687829177

20. Nesterenko N.Iu. Smachivaemost' porod-kollektorov plastovymi fluidami [Wettability of reservoir rocks by reservoir fluids]. *Geologiya nefti i gaza*, 1995, no.5.

21. OST 39-181-85. Neft'. Metod opredeleniia smachivaemosti uglevodorodsoderzhashchikh porod [Oil. Method for determination of wettability of hydrocarbonaceous rocks], available at: <http://gostrf.com/normadata/1/4293835/4293835425.pdf> (accessed: 12 June 2017).

22. Mikhailov N.N., Sechina L.S., Gurbatova I.P. Pokazateli smachivaemosti v poristoi srede i zavisimost' mezhdum nimi [The wettability indexes in a porous medium and the relationship between them]. *Aktual'nye problemy nefti i gaza*, 2011, no.1 (3), p.10.

23. Gurbatova I.P., Melekhin S.V., Chizhov D.B., Fairuzova Iu.V. Features of study complex carbonate reservoir rocks' wetting using laboratory methods. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no.20, pp.240-245. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.20.4

24. Xizhnyak G.P., Amirov A.M., Mosheva A.M., Melexin S.V., Chizhov D.B. Influence of wettability on oil displacement efficiency. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2013, vol.12, no.6, pp.54-63.

25. Zlobin A.A., Iushkov I.R. Opredelenie smachivaemosti poverkhnosti porovykh kanalov neekstragirovannykh porod-kollektorov [Determination of the wettability of the surface of pore channels of non-extracted reservoir rocks]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no.10, pp.29-32.

26. Allen D., Flaum C., Ramakrishnan T.S., Bedford J., Castelijns K., Fairhurst D., Gubelin G., Heaton N., Minh C.C., Norville M.A., Seim M.R., Pritchard T., Ramamoorthy R. Trends in NMR logging. *Oilfield Review*, 2000, 12, no.3, pp.2-19.

27. Chen J., Hirasaki G.J., Flaum M. NMR wettability indices: effect of OBM on wettability and NMR responses.

Journal of Petroleum Science and Engineering, 2006, 52, no.1-4, pp.161-171. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.03.007

28. Galkin S.V., Efimov A.A., Krivoshechekov S.N., Savitskiy Ya.V., Cherepanov S.S. X-ray tomography in petrophysical studies of core samples from oil and gas fields. *Russian Geology and Geophysics*, 2015, no.5, pp.782-792. DOI: 10.1016/j.rgg.2015.04.009.

29. Alemu B.L., Aker E., Soldal M., Johnsen O., Aagard P. Effect of sub-core scale heterogeneities on acoustic and electrical properties of a reservoir rock: a CO₂ flooding experiment of brine saturated sandstone in a computed tomography scanner. *European Association of Geoscientists & Engineers. Geophysical Prospecting*, 2012, 61, pp.235-250. DOI: 10.1111/j.1365-2478.2012.01061.x

30. Efimov A.A., Galkin S.V., Savitskii Ia.V., Galkin V.I. Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of core x-ray tomography data. *Ecology, Environment and Conservation*, 2015, vol.21, pp.79-85.

31. Efimov A.A., Savitskii Ia.V., Galkin S.V., Soboleva E.V., Gurbanov V.Sh. Issledovanie smachivaemosti kollektorov neftiannykh mestorozhdenii metodom rentgenovskoi tomografii kerna [Investigation of wettability of reservoirs of oil deposits by the method of X-ray tomography of core]. *Nauchnye trudy NIPi Neftegaz GNKAR*, 2016, vol.4, no.4, pp.55-63. DOI: 10.5510/OGP20160400298

32. Itenberg S.S., Dakhkil'gov T.D. Geofizicheskie issledovaniia v skvazhinakh [Geophysical studies in wells]. Moscow, Nedra, 1982, 351 p.

33. Koskov V.N., Koskov B.V. Geofizicheskie issledovaniia skvazhin i interpretatsiia dannyykh GIS [Geophysical studies of wells and interpretation of GIS data]. Perm', 2007, 317 p. Seriya Prioritetnye natsional'nye proekty "Obrazovanie".

34. Iskenderov M.M. Nekotorye rezul'taty modelirovaniia udel'nogo elektricheskogo soprotivleniia (na primere mestorozhdenii Iuzhno-Absheronskoi akvatorial'noi zony i severnoi chasti Bakinskogo arhipelaga) [Some Results of Modeling Electrical

Resistivity (on the Example of Deposits of the South-Absheron Aquatorium Zone and the Northern Part of the Baku Archipelago)]. *Nauchnye trudy NIPi Neftegaz GNKAR*, 2017, vol.2, no.2, pp.4-12. DOI: 10.5510/OGP20170200310

35. Hill T., Lewicki P. Statistics: methods and applications: A comprehensive reference for science, industry, and data mining. Tulsa, OK, StatSoft, 2006. DOI: 10.1016/B978-0-323-03707-5.50024-3

36. Geologicheskoe stroenie i pereschet zapasov uglevodorodnogo syr'ia Shershnevskogo mestorozhdeniia nefi na osnove geologicheskoi modeli [Geological structure and recalculation of hydrocarbon reserves of the Shershnev oil field on the basis of a geological model]. Perm', PermNIPineft', 2010.

37. Buriakovskii L.A., Dzhefarov I.S., Dzhevanshir R.D. Prognozirovanie fizicheskikh svoystv kollektorov i pokryshek nefi i gaza [Forecasting the physical properties of oil and gas collectors and tires]. Moscow, Nedra, 1982, 200 p.

38. Dakhnov V.N. Geofizicheskie metody opredeleniia kollektorskikh svoystv i neftegazonasyshcheniia gornykh porod [Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks]. Moscow, Nedra, 1985, 310 p.

39. Debrant R. Teoriia i interpretatsiia rezul'tatov geofizicheskikh metodov issledovaniia skvazhin [Theory and interpretation of the results of geophysical methods of well investigation]. Moscow, Nedra, 1972, 288 p.

40. Abasov M.T., Aliarov R.Iu., Kondrushkin Iu.M., Musaev R.A., Gashimov A.F., Lunina V.N., Gasymov A.Sh., Adygezalova A.A. Smachivaemost' porod-kollektorov v protsesse razrabotki zalezhei nefi [Wettability of reservoir rocks during the development of oil deposits]. *Nefiianoe khoziaistvo*, 2004, no.8, pp.69-71.

41. Montaron B. A quantitative model for the effect of wettability on the conductivity of porous rocks. *15th Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Bahrain, 2007. DOI: 10.2118/105041-MS

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Колычев И.Ю. Изучение зональности распределения показателей смачиваемости по данным бокового каротажа для нефтенасыщенных визейских коллекторов Соликамской депрессии // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №4. – С.331–341. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.4

Please cite this article in English as:

Kolychev I.Yu. Study of zones of wettability distribution based on lateral logging for oil-bearing Visean reservoirs of the Solikamsk depression. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.4, pp.331–341. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.4