



УДК 622.276:552.578.2.061.4

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2019

## ИЗУЧЕНИЕ ВТОРИЧНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ВИЗЕЙСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ В УСЛОВИЯХ СТАБИЛИЗАЦИИ ДРЕВНИХ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ

С.В. Галкин, И.Ю. Колычев, Д.В. Потехин<sup>1</sup>, П.Ю. Илюшин<sup>2</sup>

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

<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг “ПермНИПИнефть”» (614066, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)<sup>2</sup>ООО «МИП “Прогноз РНМ”» (614013, Россия, г. Пермь, ул. Академика Королева, 21)

## STUDY OF SECONDARY CHANGES IN THE VISEAN RESERVOIRS OF THE SOLIKAMSK DEPRESSION UNDER CONDITIONS OF ANCIENT OIL-WATER CONTACTS STABILIZATION

Sergey V. Galkin, Igor Yu. Kolychev, Denis V. Potekhin<sup>1</sup>, Pavel Yu. Ilyushin<sup>2</sup>

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

<sup>1</sup>PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetskoy Armii st., Perm, 614066, Russian Federation)<sup>2</sup>SIE “PrognozRNM” LLC (21 Akademika Koroleva st., Perm, 614013, Russian Federation)

Получена / Received: 06.03.2019. Принята / Accepted: 01.06.2019. Опубликовано / Published: 28.06.2019

### Ключевые слова:

битуминозный песчаник, смачиваемость, пористость, удельное электрическое сопротивление, гидрофобный коллектор, древний водонефтяной контакт, рентгеновская томография ядра, микроскопический анализ шлифов.

Предложена модель многоэтапного формирования визейских нефтяных залежей Соликамской депрессии в условиях стабилизации древних водонефтяных контактов. При длительном нахождении коллекторов в условиях водонефтяных зон происходит активное развитие окислительных процессов, в результате чего нефтенасыщенные коллекторы подвергаются необратимым изменениям смачиваемости пород. После поступления новых порций углеводородов и формирования современного водонефтяного контакта происходит образование остаточных продуктов окисления нефти в виде твердых битумов. Случаи отсутствия битуминозности коллекторов в интервалах древних водонефтяных контактов объяснимы активным флюидообменом резервуаров.

Обосновано, что высокие удельные электрические сопротивления (УЭС) терригенных коллекторов визейских залежей Соликамской депрессии, превышающие 600 Ом·м, связаны с их гидрофобизацией в условиях древних водонефтяных контактов. Результаты электрического бокового каротажа сопоставлены с оценкой смачиваемости пород по данным рентгеновской томографии ядра и микроскопическим анализом шлифов.

Для визейских высокоомных коллекторов Шершневогского месторождения установлено статистически значимое превышение пористости пород в сравнении со стандартным геофизическим разрезом. Для интервалов с УЭС < 120 Ом·м наблюдается максимум распределения пористости в диапазоне от 12 до 16 %. В высокоомном разрезе для интервалов УЭС от 200 до 600 Ом·м наибольшая частота пористости установлена в диапазоне 16–18 %, для УЭС > 600 Ом·м – при пористости более 18 %. В среднем превышение пористости в высокоомном разрезе составляет более 3 %, что, вероятно, является следствием преобладания на уровнях древних водонефтяных контактов процессов разуплотнения (растворения) коллекторов над их цементацией.

Для визейских эксплуатационных объектов Шершневогского месторождения по данным значений УЭС построена геологическая модель с выделением зон (объемов) развития коллекторов различных типов смачиваемости. В целом установленные зоны развития гидрофильных и гидрофобных коллекторов имеют закономерное пространственное расположение. Геологические модели, построенные с учетом смачиваемости пород, могут быть использованы при оптимизации технологий разработки нефтяных эксплуатационных объектов.

### Key words:

tar sands, wettability, porosity, specific electrical resistance, hydrophobic reservoir, ancient oil-water contact, core X-ray tomography, microscopic analysis of thin sections.

A model of multi-stage formation of the Visean oil deposits of the Solikamsk Depression under conditions of ancient oil-water contacts stabilization is proposed. With long-term presence of reservoirs in the conditions of oil-water zones, there is an active development of oxidative processes, as a result of which the oil-saturated reservoirs undergo irreversible changes in rock wettability. After the arrival of new portions of hydrocarbons and the formation of a modern oil-water contact, the residual products of oil oxidation form solid bitumen. The cases of lack of bituminous reservoirs in the intervals of ancient oil-water contacts are explained by active fluid exchange of reservoirs.

It has been substantiated that high specific electrical resistances (SER) of terrigenous reservoirs of the Visean deposits of the Solikamsk Depression, exceeding 600 Ohm·m, are associated with their hydrophobization under the conditions of ancient oil-water contacts. The results of electrical side logging are compared with the assessment of the rock wettability using core X-ray tomography and microscopic analysis of thin sections.

A statistically significant excess of rock porosity in comparison with a standard geophysical section has been established for Visean high-resistance reservoirs of the Shershnevskoye field. For intervals with a resistivity of < 120 Ohm m, the maximum distribution of porosity is observed in the range from 12 to 16 %. In the high resistance section for resistivity intervals from 200 to 600 ohm·m, the highest frequency of porosity is set in the range of 16–18 %, for resistivity > 600 ohm m – with porosity of more than 18 %. On average, the porosity excess in the high resistivity section is more than 3 %, which is probably due to the predominance at the levels of ancient OWC processes of collectors decompaction (dissolution) over their cementation.

For the Visean operational objects of the Shershnevskoye field, a geological model was constructed according to the SER values, highlighting zones (volumes) of reservoir development of various wettability types. In general, the established zones have a regular spatial arrangement.

**Галкин Сергей Владиславович** – профессор, доктор геолого-минералогических наук, декан горно-нефтяного факультета (тел.: +007 902 631 20 13, e-mail: doc\_galkin@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

**Колычев Игорь Юрьевич** – ведущий инженер (тел.: +007 902 631 20 13, e-mail: igorkolychev@gmail.com).

**Потехин Денис Владимирович** – кандидат технических наук, начальник управления геолого-геофизического моделирования (тел.: +007 902 631 20 13, e-mail: Denis.Potekhin@pnn.lukoil.com).

**Илюшин Павел Юрьевич** – доцент, кандидат технических наук, директор (тел.: +007 902 631 20 13, e-mail: ilushin-pavel@yandex.ru).

**Sergey V. Galkin** (AuthorID in Scopus: 36711675500) – Professor, Doctor of Geology and Mineralogy, Dean of the Mining and Oil Faculty. (mob. tel.: +007 902 631 20 13, e-mail: doc\_galkin@mail.ru). The contact person for correspondence.

**Igor Yu. Kolychev** (AuthorID in Scopus: 56490995700) – Lead Engineer (mob. tel.: +007 902 631 20 13, e-mail: igorkolychev@gmail.com).

**Denis V. Potekhin** (AuthorID in Scopus: 56122662900) – PhD in Engineering, Head of the Department of Geological and Geophysical Modeling (mob. tel.: +007 902 631 20 13, e-mail: Denis.Potekhin@pnn.lukoil.com).

**Pavel Yu. Ilyushin** (AuthorID in Scopus: 52563735500) – Associate Professor, PhD in Engineering, Director (mob. tel.: +007 902 631 20 13, e-mail: ilushin-pavel@yandex.ru).

## Введение

Для ряда районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НПП) (Башкортостан, Татарстан и др.) установлены многочисленные проявления битуминозных песчаников [1–4]. Породы в этих случаях представляют собой нафтиды (мальта, асфальты и асфальтиты), запасы которых практически не извлекаемы современными методами. Присутствие битумов окрашивает породы в черный цвет, в литературе за ними закрепился термин «черные песчаники». Битуминозность «черных песчаников» принято отождествлять с окислением нефти на древних водонефтяных контактах (ВНК). Обнаружение в терригенных коллекторах пашийского горизонта Ромашкинского месторождения битуминозных песчаников еще с 60-х гг. XX в. объяснялось В.А. Ретушем (1965 г.) как проявление в разрезе следов древнего ВНК.

Наиболее полно процесс влияния древних ВНК рассмотрен в трудах Р.С. Сахибгареева [1, 5, 6]. Согласно его представлениям, которые взяты за основу в данной работе, на уровнях стабилизации ВНК происходят два противоположных процесса – разуплотнение (растворения) и цементация горных пород. Непосредственно на месте ВНК в целом преобладает разуплотнение горных пород, поскольку растворенные компоненты не в полном объеме выпадают из подошвенных вод. В результате на месте древних ВНК происходит образование остаточных продуктов окисления нефти в виде твердых битумов.

Битуминозные продукты окисления нефти могут экстрагироваться последующими порциями углеводородов, причем экстракция происходит избирательно. В наибольшей степени признаков битуминозности лишаются наиболее проницаемые коллекторы, для которых признаки начальной битуминозности сохраняются в тупиковых микроучастках пор. Менее проницаемые породы, напротив, благодаря сохранению битумов, контрастно выделяются в геологическом разрезе в виде темных линзовидных и полосчатых обособлений.

Неравномерная экстракция битумного вещества может придавать породам в зонах древних ВНК вид послонной битумной пигментации, а в случае интенсивной экстракции во всем геологическом разрезе приводить к полному осветлению пород. Именно такие условия, на взгляд авторов, преобладают в случае визейских коллекторов Соликамской депрессии. Для данных эксплуатационных объектов распространение битуминозных «черных песчаников» с коллекторскими свойствами

выше граничных значений в целом не характерно. Вместе с тем для нефтенасыщенных интервалов визейских коллекторов установлены аномально высокие удельные электрические сопротивления (УЭС), в ряде случаев превышающие 1000 Ом·м. Коллекторы с аномально высокими УЭС в основном встречены на территории Соликамской депрессии, хотя есть единичные примеры и для других районов Пермского края. По данным керна высокоомные нефтенасыщенные коллекторы практически не выделяются в геологическом разрезе и представлены обычно светлыми серыми песчаниками. В связи с отсутствием явных признаков битуминозности визейских коллекторов для территории Пермского края формирование залежей ранее никогда не рассматривалось в связи с древними ВНК.

В работах [7–9] приведены результаты рентгеномографических исследований керна, показавшие, что в условиях интервалов аномально высоких УЭС породы абсолютно не принимают воду. Это рассматривается как следствие проявления сильной гидрофобизации коллекторов [7–10]. Согласно современным представлениям, полная гидрофобизация коллекторов крайне редка и обычно характерна исключительно для нефте-материнских пород [11, 12]. Очевидно, что визейские высокопроницаемые пласты не могут рассматриваться в качестве нефте-материнских. На взгляд авторов, гидрофобизация коллекторов является остаточным следствием переформирования залежей на древних ВНК. Отсутствие же битумов в коллекторах связано с активным флюидообменом резервуаров в результате нескольких этапов поступлений углеводородов.

Применительно к визейским эксплуатационным объектам Соликамской депрессии, согласно современным представлениям, предполагается как минимум два основных этапа поступлений углеводородов [13, 14]. Первоначально в конце позднекаменноугольной эпохи в главную зону нефтегазообразования вступила основная для территории исследования нефтегазоматеринская толща доманикового возраста. В результате был сформирован первоначальный (древний) ВНК, просуществовавший длительное геологическое время. Это привело к развитию окислительных процессов в коллекторах переходной водонефтяной зоны. Затем в раннепермскую эпоху (ассельско-сакмарский век) по мере интенсивного прогибания Соликамской депрессии на достаточные для реализации генерационного потенциала глубины опустились богатые органическим веществом глинистые отложения нижнего карбона. В результате

в залежь поступила новая порция углеводородов, сформировав ВНК, близкий к современному. Реализации этого процесса во многом способствовали большие амплитуды локальных положительных структур Соликамской депрессии, которые обеспечили разобщение вторичных неоднородностей, связанных со стабилизацией древнего ВНК, в условиях многоэтапного поступления углеводородов в ловушки.

Необходимо заметить, что проблема исследования древних ВНК в данных условиях имеет не только большое теоретическое, но и практическое значение. Особенно сильно фактор смачиваемости влияет при оптимизации разработки месторождений путем заводнения [11, 15–17]. Для визейских эксплуатационных объектов Соликамской депрессии как раз особенно актуальна проблема недостаточно эффективной закачки воды. Для некоторых участков наблюдается снижение приемистости уже в первый месяц работы, в результате чего не достигается проектная степень компенсации отборов нефти закачкой [18].

Кроме этого, зоны гидрофильных и гидрофобных коллекторов значительно отличаются в характеристиках добычи нефти, что определяет ее ключевую роль при выборе методов повышения нефтеотдачи [19–22]. Таким образом, детальная проработка данного вопроса позволит применительно к визейским эксплуатационным объектам более обоснованно подходить к выработке оптимальных решений при их эксплуатации.

#### **Формирование зон разуплотнения и цементации в условиях стабилизации древних ВНК**

Проблему влияния древних ВНК на современную нефтегазоносность первым поставил Г.И. Теодорович (1944), связавший пиритизацию пород с признаком стабилизации ВНК Бугурусланского месторождения. О.А. Радченко и В.А. Успенский (1952) показали, что нефть в результате анаэробного окисления может постепенно переходить в мальту, а затем – в асфальт.

В зоне развития древних ВНК установлены изменения полевых шпатов в сторону процессов их каолинизации [23] и особенно пелитизации [24]. При этом высокая степень изменения полевых шпатов обычно дополняется пигментацией их битумным веществом. Проведенный в работе [1] анализ коэффициента пелитизации [25] показал, что для месторождений Западно-Сибирской НГП максимум пелитизации наблюдается вблизи современного ВНК. Значительно меньшими изменениями характеризуются песчаники как законтурной зоны,

наиболее удаленной от ВНК, так и нефтяной части, не затронутой влиянием ВНК.

Основной причиной интенсивного изменения пород является образование в зонах стабилизации ВНК агрессивных по отношению к минералам компонентов. Многочисленными исследованиями установлено совместное присутствие в природных экосистемах сульфатредуцирующей и метанобразующей микрофлоры. Сульфатдренирующая микрофлора, окисляя органическое вещество и восстанавливая сульфаты, поставляет для метанобразующей микрофлоры энергетические субстраты ( $\text{CO}_2$ , органические кислоты и др.). При этом за счет снижения pH водной среды создаются благоприятные условия для развития метанобразующих бактерий [1]. Кроме этого, подошвенные воды залежи могут обладать значительным агрессивным потенциалом, хотя бы за счет повышенного содержания в них органических растворителей, которые вместе с новообразованными агрессивными компонентами при окислении углеводородов на ВНК могут растворять минералы.

В условиях бактериального метанообразования на ВНК разжижение тяжелой нефти с высадкой из нее смолисто-асфальтеновых компонентов может происходить даже без дополнительного поступления углеводородов. При этом расширение объема залежи предполагает увеличение битумсодержащих сред, существенно выщелоченных при участии кислых продуктов метаболизма сульфатредуцирующих микроорганизмов.

При температурах менее 100 °С возможно развитие двух разнонаправленных процессов. С одной стороны, происходит высаживание минералов за счет подщелачивания среды в результате потребления органических кислот и углекислоты метанобразующей микрофлорой. В работе [26] приведены лабораторные эксперименты, подтвердившие для карбонатных минералов возможность при окислении органического вещества смещения равновесия в систему в сторону высадки кальцита. В условиях пласта это может приводить к выпадению вторичного кальцита из растворенных вод с частичным заполнением им пустотного пространства коллекторов. Так, для ряда месторождений Волго-Уральской НГП установлены примеры связи в приконтурной зоне аутигенного кальцита и твердого битума [27]. Примеры кальцитовой цементации терригенных коллекторов в зонах ВНК описаны Ю.В. Щепеткинским (1966, 1968, 1976), О.А. Черниковым (1969), В.Ф. Козловым (1974).

В противовес выпадению минералов происходит их растворение за счет выделения кислых

продуктов метаболизма сульфатдrenирующими бактериями (CO<sub>2</sub>, органические кислоты и др.). В работе [28] для терригенных коллекторов месторождений Волго-Уральской НПП в зоне ВНК приведены примеры растворения ангидритового цемента в условиях действия сульфатредуцирующих бактерий. Таким образом, в районе ВНК одновременно происходят как растворение, так и цементация горных пород. Степень выраженности зон разуплотнения и цементации горных пород зависит от характера развития ВНК.

В результате поступления дополнительных объемов углеводородов происходит смещение ВНК вниз по разрезу, что ведет к емкостному росту резервуара (прогрессивный тип изменения ВНК). В этом случае не все растворенные минералы и не в полном объеме выпадают в соответствующей зоне цементации. Очень плотные кварцитовидные песчаники оказываются недоступными для агрессивных компонентов, которые проникают в менее окварцованные участки, а при сильном флюидообмене превращают их в высокеемкие рыхлые разности. Наиболее наглядно избирательное растворение кварцевого цемента проявляется в битумосодержащей зоне растворения. Сильно окварцованные участки выделяются светлой окраской на фоне темно-серых или почти черных битумосодержащих разностей. Последние до разуплотнения отличались от кварцитовидных разностей несколько большей пористостью, значение которой в связи с растворением увеличилось в 1,2–2,0 раза.

При частичном расформировании ловушки ВНК перемещается вверх по разрезу (регрессивный тип). В этом случае в явном виде процессы цементации превалируют над растворением. В целом процессы окварцевания в зоне цементации затормаживаются глинистым материалом, однако при содержании глинистого цемента менее 5 % тормозящий эффект почти не проявляется [1].

#### **Вторичные изменения коллекторов на древних ВНК в процессе формирования нефтяных залежей**

При быстром формировании нефтяных залежей процессы растворения минералов на древних ВНК выражены слабее. Наибольший окислительный эффект наблюдается в условиях длительного и медленного поступления углеводородов. Наиболее агрессивные среды, судя по вторичным изменениям пород, создавались в условиях, где не только происходило растворение сульфатов и карбонатов, но и непосредственно растворялся кварц. В зонах стабилизации древних ВНК наблюдается интенсив-

ная коррозия различных породообразующих минералов. Обильные признаки коррозии кварцевых зерен наблюдаются в зонах, содержащих твердый битум.

Кремнезем, мобилизованный в растворы на древних ВНК, как правило, не выносится за пределы структуры. В результате многоэтапного формирования залежей наблюдается перераспределение кварца в пределах ловушек, что обусловлено затруднением водообмена на древних ВНК. Формирование вторичных неоднородностей в этом случае происходит на значительном удалении от замка антиклинальной ловушки благодаря дефициту поступающего углеводорода.

Проблема вторичных изменений горных пород на современных ВНК наиболее детально изучена Р.С. Сахибгареевым (1989) для терригенных залежей Южной Прибалтики. В результате получена следующая вертикальная модель зональности пород по геологическому разрезу.

К верхней части разреза (выше ВНК) обычно относятся сцементированные малопористые нефтенасыщенные песчаники без признаков корродированности. Для данных пород даже в условиях полной регенерации зерен кварца (5–8 %) сохраняется относительно большой объем емкостного пространства.

Ниже, непосредственно в переходной зоне ВНК, происходит разуплотнение пород. В ее верхней части залегают битумосодержащие песчаники со следами интенсивной коррозии, которые за счет неравномерной пигментации асфальтом приобретают пятнистую темно-серую, а порой черную окраску. Открытая пористость битуминозных песчаников по сравнению с нефтенасыщенными разностями увеличивается в 1,5 раза, а проницаемость – на порядок. Мощность битумной зоны составляет 2–3 м, иногда больше в зависимости от условий нисходящего распространения агрессивных продуктов окисления нефти и водообмена, обеспечивающего вынос растворенных веществ.

Ниже поверхности ВНК следуют светло-серые, почти рыхлые водонасыщенные песчаники (мощность не более 2 м), по степени корродированности кварцевых зерен близкие к битуминозным. Для зоны разуплотнения характерно уменьшение содержания регенерационного кварца до 1 %, окварцевание остается лишь на труднопроницаемых микроучастках.

Ниже зоны разуплотнения (с удалением от переходной зоны ВНК) концентрация агрессивных компонентов в подошвенных водах уменьшается, и труднорастворимые компоненты достигают

фазы перенасыщения. Это ведет к цементации и формированию плотных кварцитовидных песчаников (мощность не более 2 м) с пористостью менее 3 %. Содержание регенерационного кварца в них может превышать 15 %, что практически лишает породы эффективной емкости. Эти песчаники, помимо максимального привноса кремнезема, могут отличаться интенсивной пиритизацией (изометрические агрегаты пирита размером до 0,5 мм).

Еще ниже по разрезу степень окварцевания снижается, и по содержанию регенерационного кварца породы приближаются к однотипным нефтенасыщенным. Параллельно с уменьшением степени окварцевания песчаников вниз по разрезу исчезают и признаки пиритизации [1].

### **Оценка смачиваемости коллекторов по материалам исследований кернa и геофизических исследований скважин**

Приведенные в предыдущем разделе выводы получены на основе анализа условий современных ВНК. Диагностика древних ВНК затрудняется тем, что слои битуминозных песчаников, как правило, занимают в геологическом разрезе не строго горизонтальное положение [29]. Помимо этого, в высокочемких, но относительно низкоамплитудных ловушках за счет слияния зон растворения нескольких древних ВНК при многоэтапном формировании залежей может быть охвачена почти вся нефтенасыщенная среда, за исключением труднопроницаемых пород. В еще большей степени усложняется анализ при частичной экстракции битумов в зависимости от проницаемости коллекторов. Поэтому при исследовании древних ВНК необходим комплексный анализ, прежде всего базирующийся на данных геофизических исследований скважин (ГИС) и керна материала.

Наиболее информативным при изучении битуминозной нефти и, соответственно, смачиваемости пород по ГИС является метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) [30–36]. Однако в Пермском крае интенсивная битуминозность коллекторов является относительно редким явлением. В связи с этим исследования ЯМР в основном проводятся только на керне [37], а в скважинах носят эпизодический характер.

В отличие от ЯМР, электрические методы входят в стандартный комплекс ГИС, полностью характеризуют геофизический разрез всех скважин. Наиболее достоверными при оценке УЭС представляются исследования методом бокового каротажа (БК). Благодаря применению экран-

рующих электродов при БК достигается уменьшение влияния промывочной жидкости, снижаются экранирующие эффекты, что позволяет исследовать пласты малой толщины [38, 39]. Кондиционными для оценки УЭС пластов по методу БК являются данные скважин, заполненных промывочной жидкостью на водной основе с удельным сопротивлением  $\rho_c$  от 0,03 до 3 Ом·м.

При исследованиях кернa необходимо комплексировать данные стандартных исследований (определение пористости  $K_p$ , водонасыщенности  $K_v$ , проницаемости  $k$  и др.), специальных методов оценки смачиваемости (рентгеновская томография кернa и др.) и микроскопического анализа шлифов. Комплексный анализ этих данных с увязкой УЭС по ГИС для визейских нефтенасыщенных коллекторов проведен в работе [40]. Обобщая результаты, можно выделить четыре типа нефтенасыщенных коллекторов: высокопористые гидрофобные; битумизированные малопористые с сильными признаками гидрофобности; с признаками гидрофобности и гидрофильные.

Гидрофобные по данным томографии образцы кернa встречаются в интервалах высокоомного разреза с УЭС  $> 600$  Ом·м. Светлые без признаков битумизации образцы имеют  $K_p > 20$  %, а образцы с битумным цементом –  $K_p$  в диапазоне 11–13 %. При этом проницаемость светлых высокопористых образцов на порядок выше, чем у битуминозных. Образцы с признаками гидрофобности в основном встречаются в интервалах с УЭС от 120 до 600 Ом·м; для гидрофильных коллекторов характерны УЭС  $< 100$  Ом·м [40].

Для более детального изучения пород в настоящей работе проведен микроскопический анализ шлифов, изготовленных из центральной части кернов. На шлифах изучены минеральный состав пород и их включений, а также текстурно-структурные особенности пород. Фотографии шлифов для коллекторов с различным типом смачиваемости приведены на рис. 1.

Как было показано выше, одним из сопутствующих признаков древних ВНК является пиритизация пород. Образование пирита связывается с деятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий за счет взаимодействия водных растворов, содержащих железо, с сероводородом, обычно выделяющимся в результате разложения органических остатков. Пиритизация связана с обильным водообменом, при котором железо выпадает из подошвенных вод.

Анализ минерального состава визейских коллекторов показал присутствие пирита в 75 % шлифов, изготовленных из гидрофильных образцов

керна с умеренными по данным томографии признаками гидрофобности, в то время как в гидрофобных образцах пирит отсутствует. Это хорошо согласуется с данными Р.С. Сахибгареева (1989), согласно которым в зоне окисления пирит неустойчив и при наличии свободного кислорода легко переходит в сульфат окиси железа. Последний

разлагается на нерастворимую гидроокись железа (лимонит) и свободную серную кислоту, переходящую в раствор. Кроме этого, отсутствие пирита в битумосодержащих средах зоны растворения может быть связано с образованием железо-органических комплексов, которые могут проявлять устойчивость к воздействию сероводорода [1].

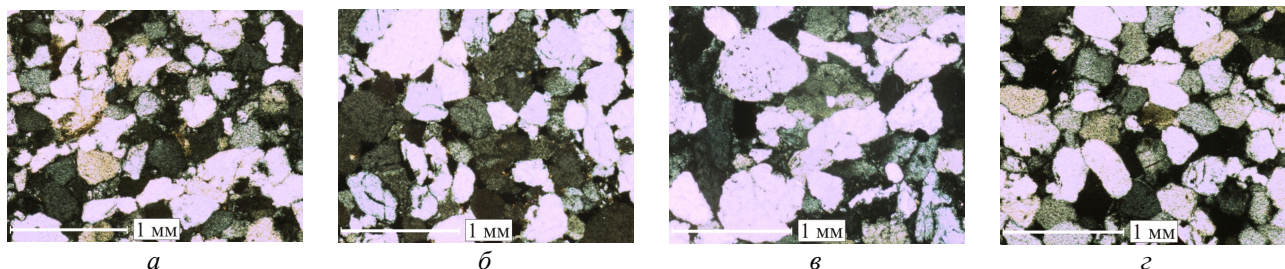


Рис. 1. Фотографии шлифов керна со скрещенными николями: *а* – гидрофобный образец (цилиндр 84911); *б* – битумизированный образец с сильными признаками гидрофобности (цилиндр 66541); *в* – образец с признаками гидрофобности (цилиндр 101116); *г* – гидрофильный образец (цилиндр 108484)

Характеризуя исследованные шлифы, можно говорить, что в основном зерна представлены кварцем (от 69 до 89 %), другие минералы имеют явно подчиненное значение. В теории должно происходить перераспределение кварца в процессе многоэтапного формирования залежей путем уменьшения его концентрации в зоне влияния древних ВНК и осадки в законтурных зонах по ходу движения подошвенных вод. Однако, скорее, здесь можно оценивать масштабы растворения кварца в процессе формирования залежей, но не масштабы его осаждения за пределами контура влияния древнего ВНК. Поэтому отсутствие существенных отличий для рассмотренных типов коллекторов по содержанию кварца нельзя рассматривать как какое-то противоречие. Более важным является то, что по данным анализа шлифов кварц на кернах с признаками гидрофобности имеет значительно более рельефные границы зерен, что, вероятно, указывает на следы его растворения.

Инкорпорационные контакты характерны для всех шлифов из образцов с признаками гидрофобности (см. рис. 1, *а–в*), причем именно для гидрофобного высокопористого образца ( $УЭС = 1800 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ) встречен наиболее рельефный микростилолитовый тип межзерновых контактов (см. рис. 1, *а*). Необходимо заметить, что для наиболее высокопористых рыхлых образцов ( $K_n > 20 \%$ ) шлифы характеризуют наиболее плотную часть керна. Например, оценка  $K_n$  по шлифу (см. рис. 1, *а*) составляет не более 10 %; при оценке  $K_n$  на стандартном 30-миллиметровом керне  $K_n = 21,4 \%$ . Это позволяет предположить

еще большие реальные отличия кернов данного типа от других.

Значительно менее пористым ( $K_n = 13,5 \%$ ) и на порядок менее проницаемым ( $k = 0,055 \text{ мкм}^2$ ) является гидрофобный образец ( $УЭС = 620 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ). Содержание глинисто-битуминозного агрегата в шлифе составляет 10 %, возле зерен кварца видны черные глинисто-битуминозные примазки (см. рис. 1, *б*). Вместе с тем, учитывая относительно низкую плотность твердых битумов, эффект разуплотнения для данного типа пород во многом также сохраняется. Пути затрудненного водообмена в шлифе фиксируются в виде мелких микростилолитовых контактов, выполненных глинисто-битумным веществом. Присутствующие в шлифе стилолитовые элементы, вероятно, отражают процессы растворения пород на путях фильтрации агрессивных сред. Их образование неверно рассматривать в связи с миграцией по ним битумного вещества, так как битумы стилолитовых швов образуются в основном путем пассивной концентрации аналогично нерастворимому остатку пород [1].

Для гидрофильных образцов в шлифах наиболее характерны линейные и конформные контакты, инкорпорационные встречаются реже. Зерна для гидрофильных образцов являются наиболее окатанными, что может рассматриваться как признак отсутствия растворения минералов (см. рис. 1, *г*). Кроме прочего, для гидрофильных образцов установлено минимальное содержание органики.

Таким образом, микроскопический анализ шлифов показал значимые отличия образцов керна

для различных типов смачиваемости. Причем для образцов, отнесенных по данным томографии к гидрофобным, установлены признаки разуплотнения. Такие признаки становятся менее заметными по мере уменьшения гидрофобизации и наименее характерны для гидрофильных образцов. Это согласуется с теоретическими представлениями о вторичных изменениях коллекторов в условиях древних ВНК.

### Выделение зон вторичных изменений коллекторов на древних ВНК для визейских залежей Шершневого нефтяного месторождения

Как было показано выше, при прогрессивном характере развития древних ВНК процессы разуплотнения коллекторов преобладают над их цементацией. Тогда, принимая причинно-следственную связь аномально высоких УЭС с

древними ВНК, емкостные показатели в зонах аномально высоких УЭС залежей должны статистически отличаться от стандартных условий. Прежде всего, это должно относиться к пористости коллекторов ( $K_n$ ). Рассмотрим данный вопрос с привлечением статистической обработки информации на примере визейских эксплуатационных объектов (пласты Тл, Бб, Мл) Шершневого нефтяного месторождения.

В таблице приведено распределение средних значений  $K_n$  по данным ГИС в различных диапазонах УЭС. Анализ данных таблицы позволяет выделить три диапазона УЭС пород, для которых значения  $K_n$  принципиально различны. Первый тип коллекторов в диапазоне средних значений  $K_n$  от 14 до 15 % ограничен значениями УЭС < 120 Ом·м. Среднее значение  $K_n$  и стандартное отклонение для данного типа соответствуют  $14,5 \pm 2,8$  % при количестве определений  $n = 107$ .

Распределение средних значений  $K_n$

Параметр	Интервал УЭС, Ом·м											
	5–20	20–50	50–80	80–120	120–200	200–300	300–400	400–500	500–600	600–700	700–1000	1000–2500
$K_n$ , %	14,0	14,0	15,0	14,7	Нет	16,0	16,1	17,0	16,5	17,5	18,2	17,5
$n$	15	34	36	22	данных	32	26	14	22	24	25	33

Начиная с УЭС > 200 Ом·м отмечен резкий рост величин  $K_n$  с их стабилизацией в диапазоне УЭС до 600 Ом·м. Для данного типа коллекторов  $K_n$  в среднем заметно выше:  $16,3 \pm 2,2$  % при  $n = 94$ . Следующий резкий скачок наблюдается при УЭС > 600 Ом·м, без дальнейшего роста при больших УЭС (см. таблицу). Для высокоомного типа коллекторов  $K_n = 17,7$  %  $\pm$  2,3 % при  $n = 82$ .

Для установления статистических различий емкостных характеристик коллекторов в зависимости от УЭС проведен статистический анализ средних значений  $K_n$  выделенных классов по  $t$ -критерию Стьюдента. В результате установлено, что принятие нулевой гипотезы абсолютно невероятно. Вероятности равенства средних для классов соответственно составляют: при сравнении низкоомных коллекторов с промежуточным классом – 0,0001 %, с высокоомными – менее 0,00005 %, промежуточного класса с высокоомными – 0,0033 %.

Очевидно, что средние значения в классах неполностью характеризуют многообразие геологических обстановок в нефтяной залежи. В условиях стабилизации древних ВНК наиболее сильно пористость должна расти в относительно высокоемких и проницаемых интервалах, для малопроницаемых участков рост  $K_n$  должен быть меньше. С учетом этого для выделенных классов построены гистограммы распределения  $K_n$  (рис. 2).

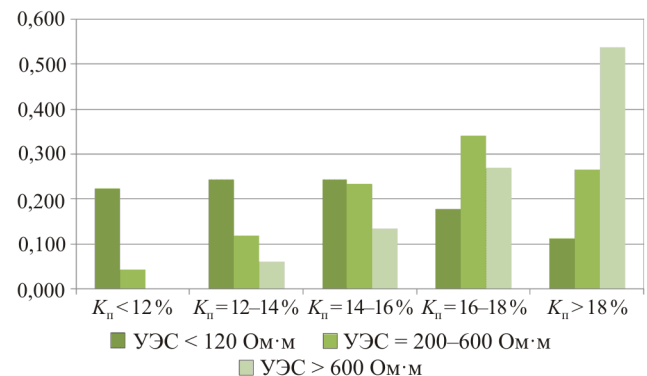


Рис. 2. Распределение коэффициентов пористости в зависимости от диапазонов УЭС пород для Шершневого нефтяного месторождения

Из рис. 2 видно, что для интервалов с УЭС < 120 Ом·м при в целом равномерном распределении  $K_n$  наблюдается максимум в диапазоне от 12 до 16 %. В высокоомном разрезе для интервалов УЭС от 200 до 600 Ом·м наибольшая частота пористости установлена в диапазоне 16–18 %, при этом коллекторы с  $K_n < 12$  % встречены в менее 5 % случаев. Для интервалов с УЭС > 600 Ом·м коллекторы с  $K_n < 12$  % отсутствуют, а при  $K_n < 14$  % их частота составляет 6 %. Ярво выраженный максимум частоты  $K_n$  (54 %) для наиболее высокоомного разреза наблюдается при  $K_n > 18$  %.

## Выводы

Таким образом, установлены безусловно значимые статистические различия в пористости пород в зависимости от УЭС пород. Это, на взгляд авторов, является прямым следствием процессов разуплотнения коллекторов в зонах гидрофобности пород, что, в свою очередь, связано с окислительными процессами на древних ВНК. Для визейских коллекторов Шершневого месторождения среднее значение  $K_{п}$  низкоомного разреза (14,5 %) можно считать наиболее типичным для участков, в которых

влияние ВНК было минимальным. Тогда превышение относительно его в 3,2 % для высокоомных коллекторов ( $K_{п} = 17,7\%$ ) можно рассматривать как осредненный прирост за счет разуплотнения в участках древних ВНК.

На заключительном этапе для визейских залежей Шершневого месторождения по данным значений УЭС построена геологическая модель с выделением зон (объемов) развития коллекторов различных типов смачиваемости (рис. 3). С гидрофобными коллекторами в модели отождествляются участки с УЭС > 600 Ом·м, с гидрофильными коллекторами – участки с УЭС < 120 Ом·м.

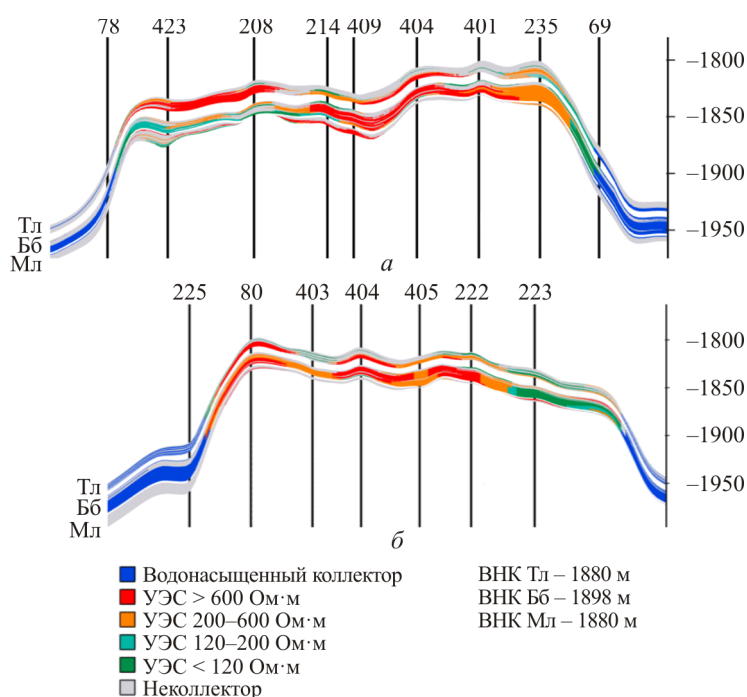


Рис. 3. Распределение визейских коллекторов с различными показаниями УЭС на геологических разрезах Шершневого нефтяного месторождения в направлениях юг – север (а); запад – восток (б)

Установленные зоны развития гидрофильных и гидрофобных коллекторов имеют закономерное пространственное расположение (см. рис. 3). Развитие гидрофильных коллекторов в основном приурочено к склоновым участкам. В сводовой части залежи преимущественно распространены гидрофобные коллекторы, причем в ряде случаев непосредственно рядом примыкают зоны замещения коллекторов плотными породами (участки цементации), что особенно характерно для пласта Мл.

В целом проблема увязки современной нефтегазоносности с древними ВНК для визейских залежей Соликамской депрессии представляется достаточно актуальной задачей повышения эффективности их разработки. Геологические модели, построенные с учетом смачиваемости

пород, несомненно, уточняют геологическое строение залежей. Они могут быть полезны при уточнении емкостных характеристик резервуаров, а также использоваться при оптимизации технологий разработки нефтяных эксплуатационных объектов.

## Благодарность

Исследование выполнено при поддержке гранта администрации Пермского края. Соглашение № С-26/174.7 (МИГ-№ 28).

## Библиографический список

- Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Ленинград: Недра, 1989. – 260 с.



2. Мухаметшин Р.З. Роль и значение битуминозных песчаников в продуктивных пластах // Природные битумы и тяжелые нефти: международная научно-практическая конференция к столетию проф. В.А. Успенского / под. ред. М.Д. Белонина. – Санкт-Петербург: Недра, 2006. – С. 231–245.
3. Мухаметшин Р.З., Галеев А.А. Диагностика древних водонефтяных контактов инструментальными методами // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 28–33.
4. Березин В.М., Гизатуллина В.В., Ярыгина В.О. Неподвижная окисленная нефть в продуктивных пластах месторождений Башкирии // Труды БашНИПИнефть. – 1983. – Вып. 65. – С. 43–52.
5. Сахибгареев Р.С. Этапность формирования и разрушения залежей по вторичным изменениям коллекторов на древних ВНК // Происхождение и прогнозирование скоплений газа, нефти и битумов. – Ленинград: Недра, 1983. – С. 130–143.
6. Сахибгареев Р.С. Изменение коллекторов на водонефтяных контактах // Доклады Академии наук СССР. – 1983. – Т. 271, № 6. – С. 1456–1460.
7. 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. Savitckii, V.I. Galkin // Ecology, Environment and Conservation. – 2015. – Vol. 21. – P. 79–85.
8. Опыт исследования керна карбонатных отложений методом рентгеновской томографии / А.А. Ефимов, Я.В. Савицкий, С.В. Галкин, С.А. Шапиро // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 23–32. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.3
9. 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
10. Колычев И.Ю., Галкин С.В., Лекомцев А.В. Исследование гидрофобизации терригенных коллекторов комплексированием методов электрического каротажа и рентгеновской томографии керна // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: сборник материалов международной научно-практической конференции / Альметьевский государственный нефтяной институт. – Альметьевск, 2018. – Т. 2. – С. 68–72.
11. Основы смачиваемости / В. Абдалла, Д.С. Бакли, Э. Карнеги, Д. Эдвардс, Б. Херольд, Э. Фордэм, А. Грауэ, Т. Хабаша, Н. Селезнев, К. Синьер, Х. Хусейн, Б. Монтарон, М. Зиауддин // Нефтегазовое обозрение. – 2007. – Т. 19, № 2. – С. 54–75.
12. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.В., Андреев А.В. Интерпретация кривых капиллярного давления при смешанной смачиваемости // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2017. – № 4. – С. 37–40.
13. Кривошеков С.Н., Козлова И.А., Санников И.В. Оценка перспектив нефтегазоносности западной части Соликамской депрессии на основе геохимических и геодинамических данных // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 12–15.
14. Решение региональных задач прогнозирования нефтеносности по данным геолого-геохимического анализа рассеянного органического вещества пород доманикового типа / В.И. Галкин, И.А. Козлова, М.А. Носов, С.Н. Кривошеков // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 21–24.
15. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, № 4. – С. 47–50.
16. 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.
17. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.В. Водоудерживающая способность и смачиваемость продуктивных пластов // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14, № 2. – С. 34–37.
18. Соболева Е.В., Ефимов А.А., Галкин С.В. Анализ геолого-геофизических характеристик терригенных коллекторов при прогнозе приемистости скважин месторождений Соликамской депрессии // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 20–22.
19. 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.
20. Влияние смачиваемости на коэффициент вытеснения нефти / Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, А.М. Мошева, С.В. Мелехин, Д.Б. Чижев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – Т. 12, № 6. – С. 54–63. DOI: 10.15593/2224-9923/2013.6.6

21. 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.
22. Новые представления о смачиваемости коллекторов нефти и газа / Н.Н. Михайлов, И.П. Гурбатова, К.А. Моторова, Л.С. Сечина // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 80–85.
23. Перозин Г.Н. Вторичные изменения мезозойских отложений центральной и юго-восточной частей Западно-Сибирской низменности // Постседиментационные преобразования осадочных пород Сибири. – Новосибирск: Наука, 1967. – С. 5–89.
24. Ильясова Е.Н., Сахибгареев Р.С. Влияние условий формирования нефтяных залежей на степень изменения полевых шпатов // Влияние вторичных изменений пород осадочных комплексов на их нефтегазоносность. – Ленинград: ВНИГРИ, 1982. – С. 103–115.
25. Прозорович Г.Э., Валюжанин З.Л. Регерация кварца и пелитизация полевых шпатов и нефтеносных и водоносных песчаников Усть-Балыкского месторождения нефти (Западная Сибирь) // Доклады АН СССР. – 1966. – Т. 168, № 4. – С. 893–895.
26. Германов А.И., Борзенков И.А., Юсупова И.Ф. Преобразование карбонатных пород на участках развития биогенных сульфатредукций и метанообразования // Известия Академии наук СССР. Серия: Геология, 1981. – № 5. – С. 106–113.
27. Аширов К.Б. Цементация приконтурного слоя нефтяных залежей в карбонатных коллекторах и влияние ее на разработку // Труды Гипрвостокнефть. – 1959. – Вып. 2. – С. 163–174.
28. Чепиков К.Р., Ермолова Е.П., Орлова Н.А. Эпигенные минералы как показатели времени прихода нефти в песчаные промышленные коллекторы // Доклады Академии наук СССР. – 1959. – Т. 125, № 5. – С. 1097–1099.
29. Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А. Природные битумы в отложениях палеозоя Татарстана: состав, свойства и возможности извлечения // Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: международная научно-практическая конференция. – Казань: ФЭН, 2012. – С. 95–99.
30. Eriksson S., Lasic S., Topgaard D. Isotropic diffusion weighting in PGSE NMR by magnetic – angle spinning of q-vector // Journal of Magnetic Resonance. – 2013. – Vol. 226. – P. 13–18. DOI: 10.1016/j.jmr.2012.10.015
31. Lee J.H., Okuno Y., Cavagnero S. Sensitivity enhancement in solution NMR: Emerging ideas and new frontiers // Journal of Magnetic Resonance. – 2014. – Vol. 241, iss. 1. – P. 18–31. DOI: 10.1016/j.jmr.2014.01.005
32. Martin R.W., Kelly J.E., Collier K.A. Spatial reorientation experiments for NMR of solids and partially oriented liquids // Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy. – 2015. – Vol. 90–91. – P. 92–122. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2015.10.001
33. Haouas M., Taulelle F., Martineau Ch. Recent advances in application of <sup>27</sup>Al NMR spectroscopy to material science // Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy. – 2016. – Vol. 94–95. – P. 11–36. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2016.01.003
34. Krivdin L.B. Calculation of <sup>15</sup>N NMR chemical shifts: Recent advances and perspectives // Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy. – 2017. – Vol. 102–103. – P. 98–119. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2017.08.001
35. Vugmeyster L., Ostrovsky D. Static solid – state <sup>2</sup>H NMR methods in studies of protein side chain dynamics // Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy. – 2017. – Vol. 101. – P. 1–17. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2017.02.001
36. Pileio G. Singlet NMR methodology in two – spin – 1/2 systems // Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy. – 2017. – Vol. 98–99. – P. 1–19. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2016.11.002
37. 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.
38. Компьютерная интерпретация данных геофизических исследований скважин / А.И. Губина, Л.Н. Костливых, Е.С. Зрячих, А.В. Шумилов; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2016. – 218 с.
39. Костицын В.И., Хмелевской В.К. Геофизика / Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2018. – 428 с.
40. 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

## References

1. Sakhigareev R.S. Vtorichnye izmeneniia kollektorov v protsesse formirovaniia i razrusheniia neftiyankh zalezhei [Secondary reservoir changes in

the process of formation and destruction of oil deposits]. Leningrad, Nedra, 1989, 260 p.

2. Mukhametshin R.Z. Rol i znachenie bituminoznykh peschanikov v produktivnykh plastakh [The role and importance of tar sands in reservoirs]. *Prirodnye bitумы i tiazhelye nefti. Mezhdunarodnaia nauchno-prakticheskaiа konferentsiа k stoletiiu prof. V.A. Uspenskogo*. Ed. M.D. Belonin. Saint Petersburg, Nedra, 2006, pp.231-245.

3. Mukhametshin R.Z., Galeev A.A. Diagnostika drevnikh vodoneftianykh kontaktov instrumentalnymi metodami [Diagnostics of ancient oil-water contacts by instrumental methods]. *Oil industry*, 2014, no.10, pp.28-33.

4. Berezin V.M., Gizatullina V.V., Iarygina V.O. Nepodvizhnaia okislennaia нефть v produktivnykh plastakh mestorozhdenii Bashkirii [Stationary oxidized oil in the productive strata of the fields of Bashkiria]. *Trudy BashNIPIneft*, 1983, iss.65, pp.43-52.

5. Sakhibgareev R.S. Etapnost formirovaniа i razrusheniа zalezhei po vtorichnym izmeneniiam kollektorov na drevnikh VNK [Staging of the formation and destruction of deposits of secondary reservoir changes in the ancient OWC]. *Proiskhozhdenie i prognozirovaniе skoplenii gaza, nefti i bitumov*. Leningrad, Nedra, 1983, pp.130-143.

6. Sakhibgareev R.S. Izmenenie kollektorov na vodoneftianykh kontaktakh [Change of collectors on oil-water contacts]. *Doklady Akademii nauk SSSR*, 1983, vol.271, no.6, pp.1456-1460.

7. 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.

8. Efimov A.A., Savitskii Ia.V., Galkin S.V., Shapiro S. Experience of study of core from carbonate deposits by X-ray tomography. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2016, vol.15, no.18, pp.23-32. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.3

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

10. Kolychev I.Iu., Galkin S.V., Lekomtsev A.V. Issledovanie gidrofobizatsii terrigennykh kollektorov

kompleksirovaniem metodov elektricheskogo karotazha i rentgenovskoi tomografii kerna [Investigation of hydrophobization of terrigenous reservoirs by the complexing of electrical logging and x-ray tomography methods]. *Dostizheniа, problemy i perspektivy razvitiа neftegazovoi otrasli. Sbornik materialov mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*, 2018, vol.2, pp.68-72.

11. Abdalla V., Bakli D.S., Karnegi E., Edvards D., Kherold B., Fordem E., Graue A., Khabashi T., Seleznev N., Siner K., Khusein Kh., Montaron B., Ziauddin M. Osnovy smachivaemosti [Basics of wettability]. *Neftegazovoe obozrenie*, 2007, vol.19, no.2, pp.54-75.

12. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Andreev A.V. Interpretatsiа krivykh kapillarnogo davleniа pri smeshannoi smachivaemosti [Interpretation of capillary pressure curves in case of mixed-wettability]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh mestorozhdenii*, 2017, no. 4, pp.37-40.

13. Krivoshchekov S.N., Kozlova I.A., Sannikov I.V. Otsenka perspektiv nefteгazonosnosti zapadnoi chasti solikamskoi depressii na osnove geokhimicheskikh i geodinamicheskikh dannykh [Estimate of the petroleum potential of the western Solikamsk depression based on geochemical and geodynamic data]. *Oil industry*, 2014, no.6, pp.12-15.

14. Galkin V.I., Kozlova I.A., Nosov M.A., Krivoshchekov S.N. Reshenie regionalnykh zadach prognozirovaniа neftenosnosti po dannym geologo-geokhimicheskogo analiza rasseiannogo organicheskogo veshchestva porod domanikovogo tipа [Solutions to regional problems of forecasting oil bearing according to geological and geochemical analysis of dispersed organic matter of Domanic type rocks]. *Oil industry*, 2015, no.1, pp.21-24.

15. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.Sh. Modelirovaniе protsessа nefteizvlecheniа s ispolzovaniem opyta razrabotki mestorozhdenii, nakhodiashchikhsia dlitelnoe vremia v ekspluatatsii [The definition of octane number confusion of different classes of hydrocarbons in the gasoline catalytic reforming]. *Neftegazovoe delo*, 2011, vol.9. no.4, pp.47-50.

16. Chumakov G.N., Zotikov V.I., Kolychev I.Iu., Galkin S.V. Analiz effektivnosti primeneniа tsiklicheskoi zakachki zhidkosti na mestorozhdeniakh s razlichnymi geologo-tekhnologicheskimi usloviami [Analysis of the effectiveness of cyclic fluid injection application in various geological and technological conditions of oil fields development]. *Oil industry*, 2014, no.9, pp.96-99.

17. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V. Vodouderzhivaiushchshaia sposobnost i smachivaemost produktivnykh plastov [Water-retaining power and wettability of productive formation]. *Neftegazovoe delo*, 2016, vol.14. no. 2, pp.34-37.

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

19. Mikhailov N.N., Sechina L.S., Gurbatova I.P. Pokazateli smachivaemosti v poristoi srede i zavisimost mezhdu nimi [Indicators of wettability in a porous medium and the relationship between them]. *Aktualnye problemy nefti i gaza*, 2011, no.1 (3), pp.10.

20. Xizhnyak G.P., Amirov A.M., Mosheva A.M., Melexin S.V., Chizhov D.B. Influence of wettability on oil displacement efficiency. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2013, vol.12, no.6, pp.54-63. DOI: 10.15593/2224-9923/2013.6.6

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

22. Mikhailov N.N., Gurbatova I.P., Motorova K.A., Sechina L.S. Noveye predstavleniia o smachivaemosti kollektorov nefti i gaza [New representations of wettability of oil and gas reservoirs]. *Oil industry*, 2016, no.7, pp.80-85.

23. Perozio G.N. Vtorichnye izmeneniia mezozoiskikh otlozhenii tsentralnoi i iugovostochnoi chastei Zapadno-Sibirskoi nizmennosti [Secondary changes in the Mesozoic deposits of the central and southeastern parts of the West Siberian Lowland]. *Postsedimentatsionnye preobrazovaniia osadochnykh porod Sibiri*. Novosibirsk, Nauka, 1967, pp.5-89.

24. Iliasova E.N., Sakhigareev R.S. Vliianie uslovii formirovaniia neftianykh zalezhei na stepen izmeneniia polevykh shpatov [The influence of the formation of oil deposits on the degree of change of feldspar]. *Vliianie vtorichnykh izmenenii porod osadochnykh kompleksov na ikh neftegazonosnost*. Leningrad, VNIGRI, 1982, pp.103-115.

25. Prozorovich G.E., Valiuzhanin Z.L. Regeratsiia kvartsa i pelitizatsiia polevykh shpatov v neftenosnykh i vodonosnykh peschanikov Ust-Balykского mestorozhdeniia nefti (Zapadnaia Sibir) [Regeneration of quartz and pelitization of feldspar

in oil-bearing and aquifer sandstones of the Ust-Balyksky oil field (Western Siberia)]. *Doklady Akademii nauk SSSR*, 1966, vol.168, no.4, pp.893-895.

26. Germanov A.I., Borzenkov I.A., Iusupova I.F. Preobrazovanie karbonatnykh porod na uchastkakh razvitiia biogenykh sulfatreduksii i metanobrazovaniia [Conversion of carbonate rocks in areas of development of biogenic sulfate reduction and methane formation]. *Izvestiia Akademii nauk SSSR, Seriia geologii*, 1981, no.5, pp.106-113.

27. Ashirov K.B. Tsementatsiia prikonturnogo sloia neftianykh zalezhei v karbonatnykh kollektorakh i vliianie ee na razrabotku [Cementation of the marginal layer of oil deposits in carbonate reservoirs and its influence on the development]. *Trudy Giprvostokneft*, 1959, iss.2, pp.163-174.

28. Chepikov K.R., Ermolova E.P., Orlova N.A. Epigennye mineraly kak pokazateli vremeni prikhoda nefti v peschanye promyshlennye kollektory [Epigenic minerals as indicators of the time of arrival of oil in industrial sandy reservoirs]. *Doklady Akademii nauk SSSR*, 1959, vol.125, no.5, pp.1097-1099.

29. Mukhametshin R.Z., Punanova S.A. Prirodnye bitумы v otlozheniakh paleozoiia Tatarstana: sostav, svoistva i vozmozhnosti izvlecheniia [Natural bitumens in Paleozoic sediments of Tatarstan: composition, properties, and extraction capabilities]. *Vysokoviazkie nefti i prirodnye bitумы: problemy i povyshenie effektivnosti razvedki i razrabotki mestorozhdenii. Mezhdunarodnaia nauchno-prakticheskaia konferentsiia*. Kazan, FEN, 2012, pp.95-99.

30. Eriksson S., Lasic S., Topgaard D. Isotropic diffusion weighting in PGSE NMR by magnetic – angle spinning of q-vector. *Journal of Magnetic Resonance*, 2013, vol.226, pp.13-18. DOI: 10.1016/j.jmr.2012.10.015

31. Lee J.H., Okuno Y., Cavagnero S. Sensitivity enhancement in solution NMR: Emerging ideas and new frontiers. *Journal of Magnetic Resonance*, 2014, vol.241, iss.1, pp.18-31. DOI: 10.1016/j.jmr.2014.01.005

32. Martin R.W., Kelly J.E., Collier K.A. Spatial reorientation experiments for NMR of solids and partially oriented liquids. *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*, 2015, vol.90-91, pp.92-122. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2015.10.001

33. Haouas M., Taulelle F., Martineau Ch. Recent advances in application of 27Al NMR spectroscopy to material science. *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*, 2016, vol.94-95, pp.11-36. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2016.01.003

34. Krivdin L.B. Calculation of 15N NMR chemical shifts: Recent advances and perspectives.

*Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*, 2017, vol.102-103, pp.98-119. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2017.08.001

35. Vugmeyster L., Ostrovsky D. Static solid - state  $^2\text{H}$  NMR methods in studies of protein side chain dynamics. *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*, 2017, vol.101, pp.1-17. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2017.02.001

36. Pileio G. Singlet NMR methodology in two - spin -  $1/2$  systems. *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*, 2017, vol.98-99, pp.1-19. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2016.11.002

37. Zlobin A.A., Iushkov I.R. Opređenje smachivaemosti poverkhnosti porovykh kanalov neekstragirovannykh porod-kollektorov [Definition of pore samples surface wettability in non-extracting rock-collectors]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2009, no.10, pp.29-32.

38. Gubina A.I., Kostlivykh L.N., Zriachikh E.S., Shumilov A.V. Kompiuternaia interpretatsiia dannykh geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [Computer interpretation of geophysical well data]. Perm', Izdatel'stvo Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta, 2016, 218 p.

39. Kostitsyn V.I., Khmelevskoi V.K. Geofizika [Geophysics]. Perm', Izdatel'stvo Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta, 2018, 428 p.

40. Kolychev I.Iu. Izuchenie zonalnosti raspredeleniia pokazatelei smachivaemosti po dannym bokovogo karotazha dlia neftenasyschshennykh vizeiskikh kollektorov solikamskoi depressii. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.4, pp.331-341. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.4

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Изучение вторичных изменений визейских коллекторов Соликамской депрессии в условиях стабилизации древних водонефтяных контактов / С.В. Галкин, И.Ю. Колычев, Д.В. Потехин, П.Ю. Илюшин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19, №2. – С.104–116. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.1

Please cite this article in English as:

Galkin S.V., Kolychev I.Yu., Potekhin D.V., Ilyushin P.Yu. Study of secondary changes in the Visean reservoirs of the Solikamsk depression under conditions of ancient oil-water contacts stabilization. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol.19, no.2, pp.104-116. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.1