



УДК (552.513:551.762.1/.2):550.84(571.1)

## ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ДИАГРАММЫ Д. У. ХАУСКНЕХТА ДЛЯ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ УПЛОТНЕНИЯ И ЦЕМЕНТАЦИИ НА ПОРИСТОСТЬ НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ ПЕСЧАНИКОВ НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ И КОЛТОГОРСКО-УРЕНГОЙСКОГО МЕГАПРОГИБА

Е. А. Предтеченская

Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

С помощью диаграммы Д. У. Хаускнехта определена степень воздействия аутигенной цементации, растворения под давлением и механического уплотнения на сокращение пористости и межзернового объема песчаников нижней – средней юры в Томской области. Проанализированы песчаники надоякского (нижний тоар – нижний аален, пласт Ю<sub>15</sub>), вымского (нижний байос, пласты Ю<sub>11</sub>–Ю<sub>14</sub>), леонтьевского (нижний – верхний байос, пласты Ю<sub>8</sub>–Ю<sub>10</sub>) и малышевского (верхний байос – бат, пласты Ю<sub>3</sub>–Ю<sub>6</sub>) горизонтов, вскрытые скважинами в западных районах Нюрольской впадины и южной части Колтогорско-Уренгойского мегапрогиба в интервале 2702–3326 м. Установлено, что сокращение межзернового объема изученных пород связано не только с их генезисом, вещественным составом и структурно-текстурными особенностями, но и с количеством, типом и составом цемента. Выявлено, что основным фактором, влияющим на сокращение первичного объема порового пространства терригенных пород до глубины около 2900–3000 м, является аутигенная цементация, а глубже – механическое уплотнение и растворение обломочных зерен под давлением. Для позднеотоар-ааленских песчаников на изученных площадях вклад фактора механического уплотнения и растворения под давлением на сокращение первичного межзернового объема составил 38–53 %, а для песчаников байос-бата – 20–30 %. Для последних доля аутигенной цементации составила 24–56 %. Также рассмотрены обстоятельства, ограничивающие данный метод и возможности его применения для других типов пород.

**Ключевые слова:** уплотнение, цементация, растворение под давлением, пористость, межзерновой объем, коллекторы углеводородов, песчаники, нижняя – средняя юра, Западная Сибирь.

## EXPERIENCE OF D. HOUSKNECHT DIAGRAM FOR IMPACT ASSESMENT OF CONSOLIDATION AND CEMENTATION ON POROSITY OF THE LOWER-MIDDLE JURASSIC SANDSTONES OF THE NYUROLKA DEPRESSION AND THE KOLTOGOR-URENGOY MEGATROUGH

Е. А. Predtechenskaya

Siberian reseatch Institut of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

Using D. U. Hausknecht diagram, the degree of impact of authigenic cementation, pressure solution and mechanical consolidation on the reduction of porosity and intergranular volume of the Lower - Middle Jurassic sandstones in the territory of the Tomsk region was determined. Sandstones of the Nadoyakha (Lower Toarcian – Lower Aalenian, bed Yu<sub>15</sub>), Vymskoye (Lower Bajocian, beds Yu<sub>11</sub>–Yu<sub>14</sub>), Leontievskiy (Lower-Upper Bajocian, beds Yu<sub>8</sub>–Yu<sub>10</sub>) and Malyshevka (Upper Bajocian – Bathonian, beds Yu<sub>3</sub>–Yu<sub>6</sub>) were analyzed horizons penetrated by a number of wells in western regions of the Nyurolka depression and the southern part of the Koltogor-Urengoy megatrough in the depth interval 2702–3326 m. It was found that the reduction in the intergranular volume of studied rocks is associated not only with their genesis, material composition, and structural and textural features, but also with the amount, type and composition of cement. It was revealed that the main factor influencing the reduction of the primary volume of the pore space of terrigenous rocks to a depth of ~ 2900–3000 m is the authigenic cementation, and below 3000 m the leading role is played by mechanical consolidation and dissolution of detrital grains under pressure. For Late Toarcian-Aalenian sandstones in the studied areas, the contribution of the factor of *mechanical consolidation and pressure solution* on the reduction of the primary intergranular volume was 38–53%, and for sandstones of the Bajocian – 20–30%. For the latter, the share of *authigenic cementation* was 24–56%. The work also considers circumstances that limit this method and possibilities of its application for other types of rocks.

**Keywords:** consolidation, cementation, pressure solution, porosity, intergranular volume, hydrocarbon reservoirs, sandstones, Lower-Middle Jurassic, Western Siberia.

DOI 10.20403/2078-0575-2020-3-30-42

Известно, что уменьшение объема межзернового порового пространства пород в результате механического уплотнения и растворения обломочных зерен под давлением является необратимым процессом, влияющим на нефтеотдачу пластов [9, 19,

20 и др.]. Несмотря на значительно возросший за последние годы интерес литологов к вопросам механического уплотнения, цементации и растворения под давлением обломочных зерен терригенных пород [4, 7, 10], этой проблеме до сих пор не уделяется

достаточного внимания. Решение данного вопроса особенно актуально в связи с прогнозированием зон, благоприятных для формирования улучшенных коллекторов на больших глубинах, в частности в составе глубоко залегающих нефтегазоперспективных ниже-среднеюрских песчаных горизонтов осадочного чехла на территории Обь-Иртышского междуречья [4, 7, 12, 14, 19]. В связи с уплотнением, катаклизмом, пластической деформацией и растворением под давлением обломочных зерен структура порового пространства пород необратимо изменяется, а его объем сокращается [3, 12, 14, 23 и др.]. В это же время в определенных термодинамических и фациальных условиях процесс механического приспособления зерен обломочного каркаса пород может приостанавливаться, вследствие чего первоначальный объем межзернового пространства сохраняется или даже может возрасти [4, 10, 16 и др.].

Литологические исследования ниже-среднеюрских отложений Западной Сибири, проведенные в различные годы сибирскими учеными Т. И. Гуровой, Г. Н. Перозио, З. Я. Сердюк, Ю. П. Казанским, Л. С. Черновой и др., показали, что повышенные значения открытой пористости наблюдаются в хорошо отсортированных, слабо сцементированных, крупнозернистых песчаниках аллювиальных, русловых и дельтовых фаций, содержащих повышенное количество обломочного кварца и аутигенного каолинита. Кроме того, отечественными и зарубежными исследователями установлено, что к ухудшению открытой и эффективной пористости терригенных пород приводят следующие факторы: уменьшение медианного диаметра пор и поровых каналов; снижение удельной поверхности пор в результате механического уплотнения, растворения под давлением и аутигенной цементации. При этом последний фактор более значим на глубинах менее 2500–3000 м и проявляется на более ранних стадиях литогенеза.

Установлено, что пористость современных песков варьирует от 3–5 до 17–45 % в зависимости от их фациальной принадлежности [6, 11, 18, 21, 22, 26 и др.]. Для древних песков и песчаников эти показатели существенно ниже. Максимальные значения характерны для эоловых, русловых и пляжевых отложений [9, 16, 23 и др.]. Экспериментально показано, что пески с сортировкой от хорошей до идеальной характеризуются значениями пористости 38–43 % [26, 29]. Установлено также, что пористость самой рыхлой кубической упаковки идеальных сфер составляет 47,6 % [31], а первоначальная пористость хорошо отсортированного песчаника – примерно 40 % [31, 32]. Ее уменьшение с глубиной связано главным образом с уплотнением под действием геостатической нагрузки и межзернового растворением под давлением. При этом предполагается, что вторичная цементация и химическое растворение обломочных зерен имеют подчиненное значение. В ряде случаев в результате растворения под давлением весь объем межзернового порового простран-

ства может быть разрушен практически полностью [10, 27]. Эксперименты показали, что с помощью механического уплотнения объем межзернового пространства в хорошо окатанных песках, состоящих из непластичных зерен, может уменьшиться до 26 % [28]. Дальнейшее его сокращение происходит лишь путем химического растворения каркасных обломков и перераспределения внутривпорового аутигенного материала.

У литологов давно сложилось представление о том, что цементация пород снижает их пористость, а химическое растворение обломков каркаса пород, напротив, способствует ее увеличению. При этом роль механического уплотнения и контактного растворения под давлением обычно почти не учитываются. Для того чтобы оценить степень влияния этих процессов, используют достаточно трудоемкую методику подсчета типов и количества межзерновых контактов в шлифах [8, 9], которая в литологических исследованиях широко не распространена. Экспрессная оценка влияния процессов механического уплотнения и цементации на пористость песчаных пород была впервые предпринята Д. У. Хаускнехтом [29]. Он предложил четырехугольную диаграмму, верхняя горизонтальная ось которой отвечает содержанию в породах цемента (объему пор, занятых цементом), нижняя горизонтальная – значению первичной пористости, разрушенной цементацией, левая вертикальная – значениям первичного межзернового объема, правая вертикальная – значениям первичной пористости, разрушенной механическим уплотнением и растворением под давлением обломочных зерен.

Значение первоначальной пористости, разрушенной уплотнением и цементацией, можно определить по формулам (значения всех величин в %)

$$P_{\text{нач. (y)}} = [(40 - V_{\text{мз. пр-ва}})] / 40 \cdot 100 \%;$$

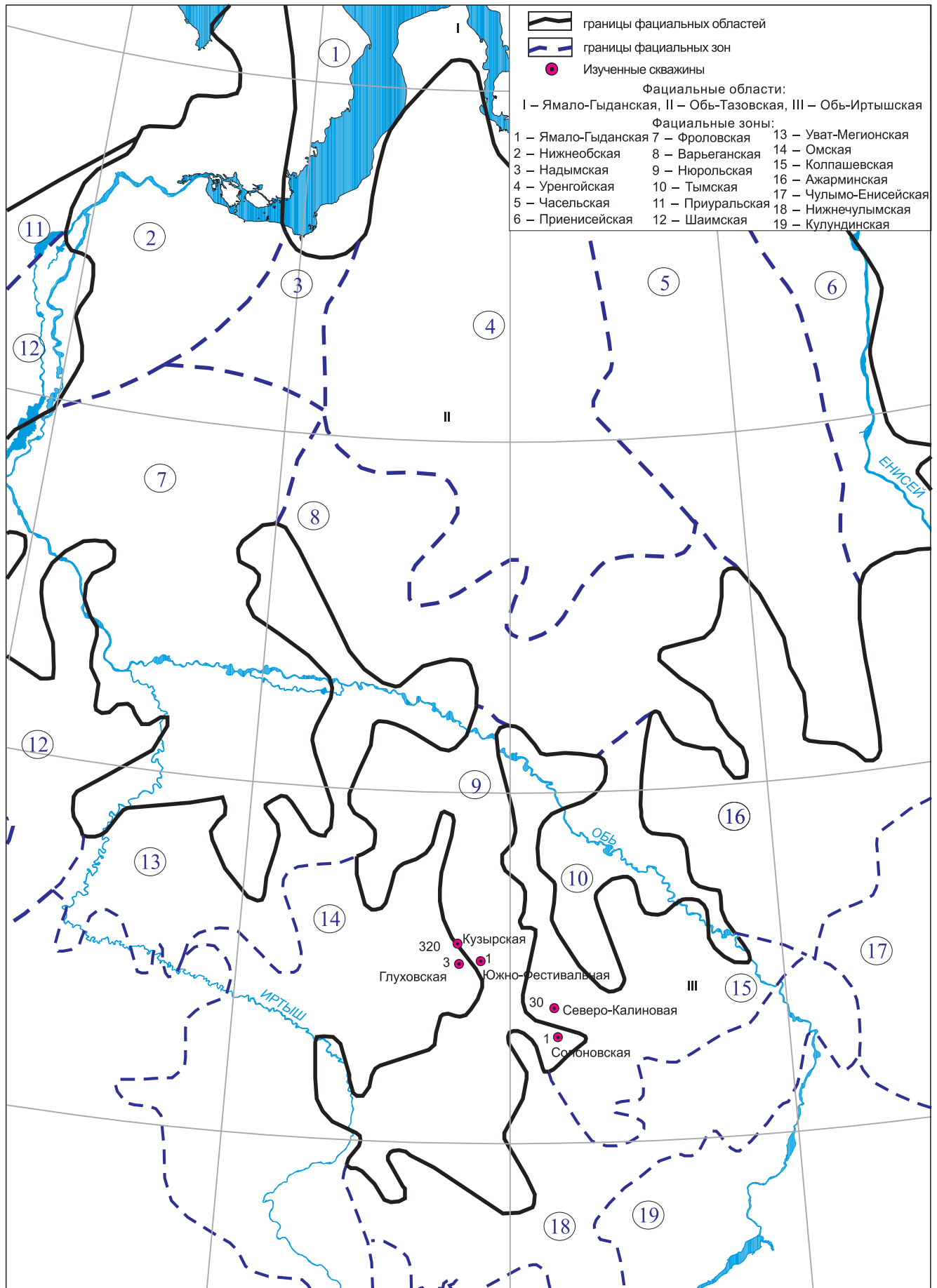
$$P_{\text{нач. (ц)}} = (S_{\text{цемент}} / 40) \cdot 100 \%,$$

где  $P_{\text{нач. (y)}}$  – первоначальная пористость, разрушенная уплотнением;  $P_{\text{нач. (ц)}}$  – первоначальная пористость, разрушенная цементацией;  $V_{\text{мз. пр-ва}}$  – объем межзернового пространства;  $S_{\text{цемент}}$  – сумма минералов цемента.

Межзерновая пористость ( $P_{\text{мз}}$ ) понимается как величина межзернового объема ( $V_{\text{мз}}$ ) минус количество цемента ( $S_{\text{цемент}}$ ):

$$P_{\text{мз}} = V_{\text{мз}} - S_{\text{цемент}}$$

Линии равной межзерновой пористости изображены на графике в виде диагоналей. Пунктирная линия разделяет диаграмму на две части: ту, где основную роль играет цементация, и ту, где превалирует механическое уплотнение и растворение под давлением. Для нанесения фигуративных точек на диаграмму нужно иметь данные об открытой межзерновой пористости породы, определенной каким-либо из классических лабораторных методов (например, методом Преображенского), и о содержании цемента, определенного в петрографических шлифах.



**Рис. 1.** Местоположение изученных скважин на схеме структурно-фациального районирования для нижней и средней (без келловея) юры Западной Сибири [17]

Предложенная Д. У. Хаускнехтом диаграмма может быть использована для определения влияния процессов аутигенной цементации и катагенетического уплотнения под давлением на сокращение первичного межзернового объема, а также для выяснения, почему определенные типы песчаных пород сохраняют коллекторские свойства лучше, чем другие.

Результаты изучения песчаников Наггет (нижняя юра, месторождения Аншуц, Ранч Ист, бассейн Грин-Ривер, США) и Бромид (ордовик, серия Симпсон, США) позволили Л. Дж. Аукреманну [24], Д. У. Хаускнехту [29, 30] и М. Т. Хэлду [25] сделать вывод о том, что для глубоко залегающих отложений механическое уплотнение и растворение зерен под давлением играют более важную роль, чем цементация. Максимальная пористость при этом сохраняется в образцах, которые подверглись наименьшему растворению на контактах между зернами. Позднее эти выводы были подтверждены сибирскими учеными (О. Г. Зариповым [2, 3], Н. Х. Кулахметовым [3], Е. А. Предтеченской [14, 15], Л. Д. Малюшко [15]) и др.), изучавшими состав и коллекторские свойства мезозойских песчаников Западной Сибири. Диаграмма Хаускнехта успешно применялась И. М. Юсефом [23, 33] при изучении пористости пород-коллекторов нефтегазоносных формаций Mulussa F и Rutba на территории грабена Евфрат в Сирии. В результате выявлена доминирующая роль процессов уплотнения при снижении межзерновой пористости верхнетриасовых и нижнемеловых пород с глубиной. Установлено также, что за счет уплотнения исходная пористость сократилась на 47,5–59,5 %, в то время как за счет цементации – на 19–25,2 %.

С помощью указанной диаграммы [29] автором данной работы проанализированы причины сокращения пористости ниже-среднеюрских песчаников пластов Ю<sub>2-6</sub>–Ю<sub>15</sub>, вскрытых скважинами в западных районах Нюрольской впадины и южной части Колтогорско-Уренгойского мегапрогиба (рис. 1). Возрастные датировки основаны на палинологических исследованиях, выполненных сотрудниками СНИИГиМС О. Н. Костешей и В. В. Сапьяником. При анализе кернового материала использована стратиграфическая схема, принятая МСК в 2003 г. [17] (рис. 2).

### Нижняя юра. Надояхский горизонт (верхний тоар – нижний аален), пласт Ю<sub>15</sub>

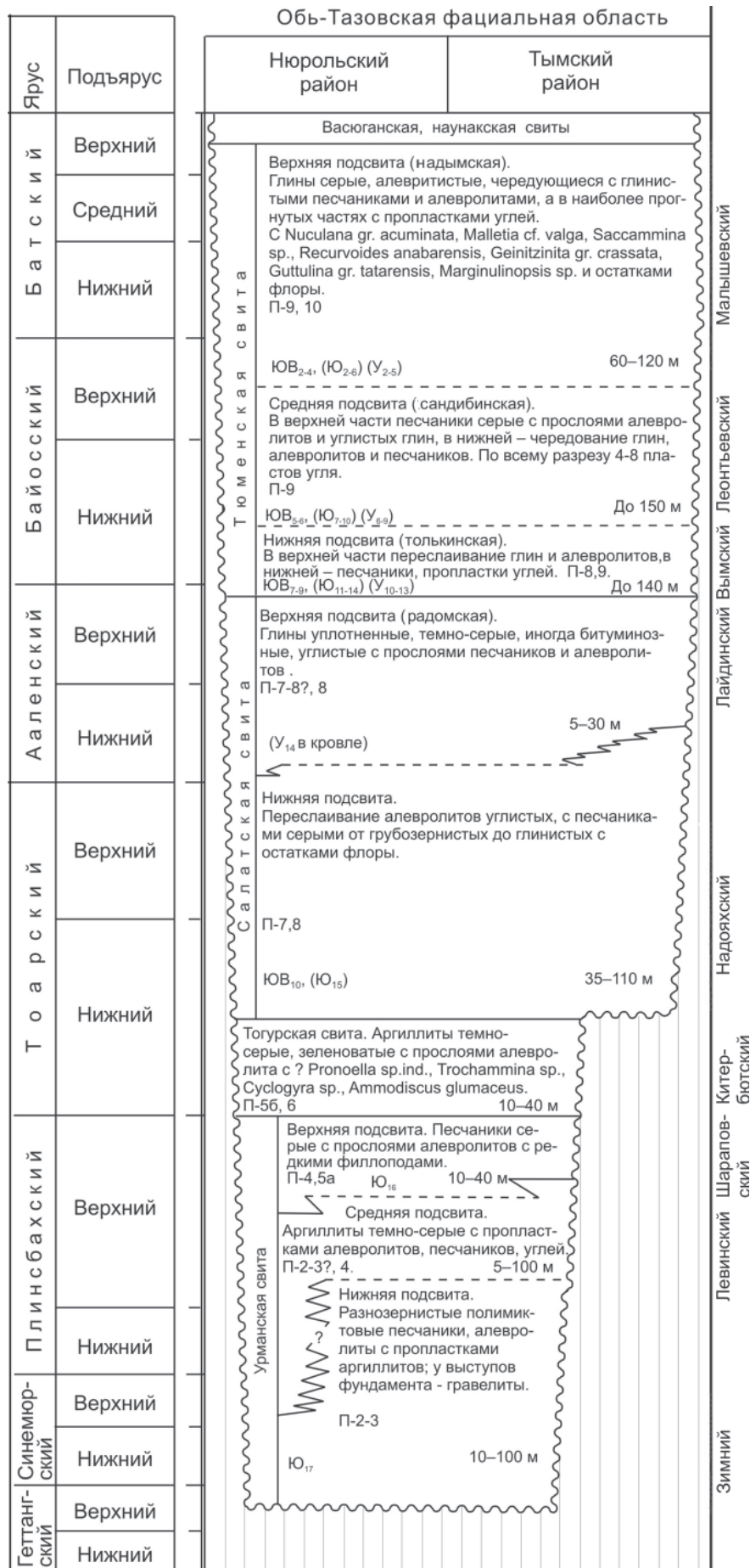
Для исследований были использованы образцы песчаников пласта Ю<sub>15</sub> в составе надояхского горизонта, вскрытые в западных районах Томской области скважинами Северо-Калиновой 30, Солоновской 41 и Южно-Фестивальной 1 на глубине 2904–3247 м (см. таблицу). Надояхский горизонт на рассматриваемых площадях залегает либо на выветрелых породах доюрского основания, либо подстилается тогурской свитой. Наиболее высокое

гипсометрическое положение он занимает на Солоновской площади.

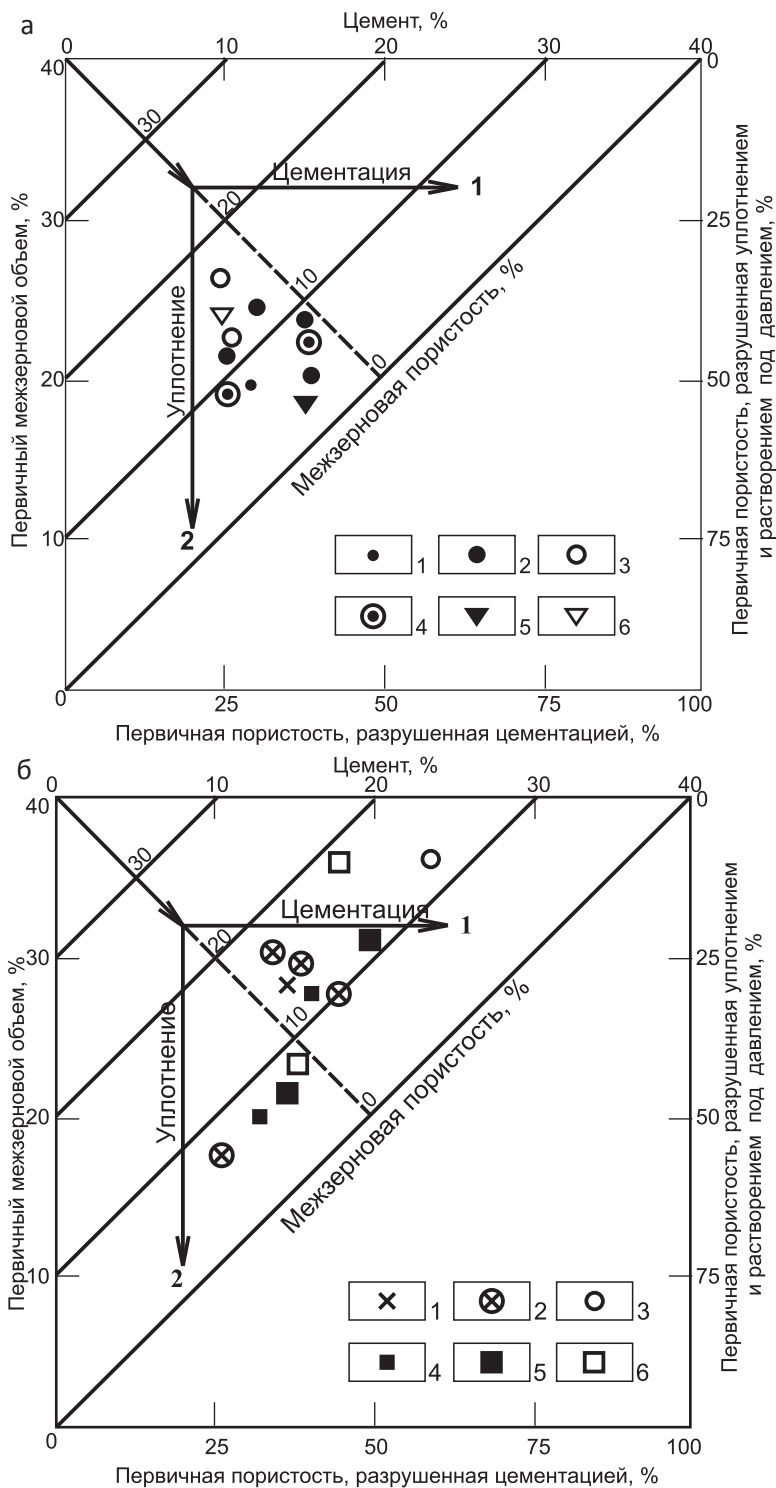
Изученные разрезы в их нижней части слагаются ритмично чередующимися прослоями разнотернистых песчаников и алевролитов с редуцированными верхними пачками аргиллитов и углей. Этот комплекс отложений представляет собой осадки меандрирующих палеорусел. Русловые фации вверх по разрезу сменяются пойменно-болотными и озерными. В разрезах наиболее глубоких скважин эта смена происходит на глубине около 3340 м. Грубозернистые разности (гравелиты и гравелитистые песчаники), в ряде случаев с признаками битуминозности, вскрыты скважинами Солоновской 41 и Южно-Фестивальной 1 в зоне сопряжения Нюрольской впадины и Колтогорско-Уренгойского мегапрогиба. Это песчаники пласта Ю<sub>15</sub> руслового генезиса с улучшенными коллекторскими свойствами. В составе данного пласта участвуют также фрагменты делювиально-пролювиальных отложений в виде тонких пропластков конгломератов и конгломератобрекчий. Обломки не окатаны или слабо окатаны, плохо отсортированы ( $S_o = 1,7–2,3$ ) на Северо-Калиновой и Солоновской площадях, на Южно-Фестивальной – относительно хорошо ( $S_o = 1,1–1,3$ ), характеризуются высоким суммарным содержанием кварца и полевых шпатов (56–68 % и более). Низкие значения открытой пористости ( $KP_{от} = 6,1–8,6$  %) характерны для песчаников с содержанием глинистого цемента 12–16 % (Северо-Калиновая, Солоновская площади), повышенные значения  $KP_{от} = 11–16,8$  % (Солоновская, Южно-Фестивальная площади) – для слабо глинистых и слабо известковистых песчаников и гравелитов с суммарным количеством цемента 9–12 %. Следует отметить, что изученные породы отличаются низкой карбонатностью, а ухудшение их коллекторских свойств связано с повышенным содержанием глинистого цемента хлорит-гидро-слиудистого состава.

Применение диаграммы Д. У. Хаускнехта для восстановления первичного межзернового объема нижеюрских нефтегазоносных песчаных пород в районе исследований показало, что слабо отсортированные средне- и крупнозернистые гравелитистые песчаники *надояхского горизонта* (пласт Ю<sub>15</sub>) делювиально-пролювиальных и русловых фаций на глубинах 2904–2963 м, вскрытые Солоновской скв. 41 и содержащие 34–40 % кварца, 42–44 % обломков пород и 11–16 % глинисто-карбонатного цемента с открытой пористостью 6,1–12,3 %, имели первоначальный межзерновой объем 20–24 % (см. таблицу). Последний сократился на 39–43 % в результате катагенетического уплотнения и растворения под давлением и на 27–37 % за счет аутигенной цементации (рис. 3, а).

На Южно-Фестивальной площади грубозернистые песчаники-литокластиты русловых фаций надояхского горизонта отличаются хорошей сортировкой. При содержании цемента 9–10 % (см. та-



**Рис. 2.** Стратиграфическая схема нижне-среднеюрских отложений (без келло-вея) Обь-Тазовской фациальной области [17]



**Рис. 3.** Диаграмма Д. У. Хаускнехта для песчаников пластов: а – Ю<sub>15</sub> (надоязский горизонт) и Ю<sub>11</sub>–Ю<sub>14</sub> (вымский горизонт); б – Ю<sub>8</sub>–Ю<sub>10</sub> (леонтьевский горизонт) и Ю<sub>3</sub>–Ю<sub>6</sub> (малышевский горизонт)

а – Ю<sub>15</sub>: скважины: 1 – Калиновая 30, 2 – Солоновская 31, 3 – Южно-Фестивальная 1; Ю<sub>14</sub>: 4 – Южно-Фестивальная 1; Ю<sub>13</sub>: 5 – Южно-Фестивальная 1; Ю<sub>11</sub>: 6 – Южно-Фестивальная 1; б – Ю<sub>10</sub> – Южно-Фестивальная 1, 2 – Ю<sub>8</sub> – Южно-Фестивальная 1, Северо-Калиновая 30, Курьзская 320; 3 – Ю<sub>6</sub> – Южно-Фестивальная 1; 4 – Ю<sub>5</sub> – Южно-Фестивальная 1, Северо-Калиновая 30; 5 – Ю<sub>4</sub> – Глуховская 3; 6 – Ю<sub>3</sub> – Северо-Калиновая 30, Солоновская 31

блицу) они характеризуются относительно высокими значениями открытой пористости (11,1–16,8 %). Их межзерновой объем, изначально составлявший 21–26 %, сократился на 32–44 % вследствие уплотнения под давлением и на 24–25 % из-за цементации (см. рис. 3, а). Таким образом, несмотря на глубину залегания отложений (свыше 3200 м) и большую геостатическую нагрузку, хорошо отсортированные песчаники русловых фаций с небольшим количеством цемента могут сохранять достаточно высокие коллекторские свойства.

Проведенный анализ показал, что первоначальный межзерновой объем песчаников пласта

Ю<sub>15</sub> на изученных площадях сократился главным образом за счет катагенетического уплотнения и растворения под давлением (вклад данного фактора 32–53 % против такового аутигенной цементации 24–37 %).

**Средняя юра. Вымский (нижний байос, пласты Ю<sub>11</sub>–Ю<sub>14</sub>), леонтьевский (нижний – верхний байос, пласты Ю<sub>8</sub>–Ю<sub>10</sub>) и малышевский (верхний баос – бат, пласты Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>6</sub>) горизонты**

Для байос-батских отложений на территории исследований характерно ритмичное строение разрезов, представленных в основном переслаи-

ванием русловых песчаников с пойменно-болотными алевролитами и аргиллитами. В скважинах, вскрывших данные отложения на глубинах свыше 3000 м на Южно-Фестивальной, Глуховской и Кузырской площадях, изучены преимущественно русловые и пролювиально-аллювиальные породы, сложенные мелко-, средне- и крупнозернистыми песчаниками с повышенным содержанием кварца, с обилием аутигенных каолинита и сидерита, в кровле малышевского горизонта – с новообразованиями пирита и лептохлорита. Текстура пород, как правило, массивная, однородная, часто грубая косослоистая, реже косослоистая мелкого масштаба, перистая, волнисто-слоистая и прерывистая горизонтально-слоистая. В кровле малышевского горизонта (группа пластов Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>6</sub>) вскрываются пойменные отложения с большой долей болотных и озерно-болотных образований с невысокими коллекторскими свойствами (6,2–10 %). Так, низкими коллекторскими свойствами отличаются песчаники пойменных фаций, вскрытые скважинами Северо-Калиновой 30 и Солоновской 41 в интервале глубин 2702–3030 м. Они сложены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами ( $M_d$  0,06–0,15 мм) с высоким содержанием глинисто-карбонатного цемента (гидрослюда, хлорит, сидерит). Переслаивающиеся с ними русловые песчаники характеризуются значениями  $KP_{от} = 11,9–19 \%$ .

Диаграмма Д. У. Хаускнехта была использована для анализа песчаников среднеюрских пластов, вскрытых скважинами Глуховской 3 (пласт Ю<sub>4</sub>), Северо-Калиновой 30 (Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>5</sub>, Ю<sub>8</sub>), Солоновской 41 (Ю<sub>8</sub>, Ю<sub>10</sub>), Южно-Фестивальной 1 (Ю<sub>5</sub>, Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>8</sub>–Ю<sub>14</sub>) (см. рис. 3, а, таблицу). Пласты Ю<sub>11</sub>–Ю<sub>14</sub> на Южно-Фестивальной площади сложены средне-, крупно- и средне-крупнозернистыми песчаниками, пласты Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>8</sub> на Южно-Фестивальной, Северо-Калиновой и Кузырской площадях – мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами, в основном хорошо и в средней степени отсортированными, по составу отвечающими кварцевым грауваккам и граувакковым аркозам. Среди обломков пород в их составе преобладают устойчивые к выветриванию кремнистые разности. Песчаники сцементированы карбонатами (кальцитом и сидеритом), содержание которых достигает 15–17 %, в меньшей степени – глинистым материалом (2–9 %). Минимальные значения открытой пористости (6,2–7,1 %) характерны для пойменных песчаников на Глуховской и Кузырской площадях (см. таблицу).

#### **Вымский горизонт (верхний байос, пласты Ю<sub>11</sub>–Ю<sub>14</sub>)**

В обработку были включены средне- и крупнозернистые песчаники вымского горизонта, вскрытые Южно-Фестивальной скв. 1. Это хорошо и очень хорошо отсортированные разности русловых фаций, представленные кварц-полевошпатовыми граувакками с высоким содер-

жением устойчивых к выветриванию обломков пород, слабо глинистыми (4–8 %), с содержанием карбонатного цемента 2–12 %. Их открытая пористость 4,5–13,9 %, при этом относительно низкие значения данного параметра (4,5–7,7 %) характерны для песчаников с повышенным содержанием карбонатного цемента (12 %) (см. таблицу). Невысокие значения открытой пористости (6–8 %) при содержании в породах аутигенных карбонатов до 10–15 % были отмечены В. С. Литвиным с соавторами [5] в терригенных коллекторах Днепровско-Донецкой впадины. Ухудшение коллекторских свойств пород, связанное с катагенетической карбонатизацией на глубине свыше 3000 м, по данным К. И. Смольяниновой [20] и А. А. Башировой с соавторами [1], наблюдается также в районе Терско-Сунженской впадины и Предкавказского прогиба.

Восстановленный межзерновой объем изученных автором песчаников вымского горизонта представлен на рис. 3, в. Их первоначальный межзерновой объем составлял 18–23 % (см. таблицу). Его сокращение было обусловлено в равной мере процессами катагенетического уплотнения (вклад фактора 27–50 %) и аутигенной цементации (24–50 %), но в отдельных образцах грубозернистой структуры (например, обр. 41) более существенную роль сыграла аутигенная цементация.

#### **Леонтьевский горизонт (нижний – верхний байос, пласты Ю<sub>8</sub>–Ю<sub>10</sub>)**

Для песчаников леонтьевского горизонта был произведен анализ причин потери пористости по керну скважин Южно-Фестивальной 1, Северо-Калиновой 30 и Кузырской 320 (см. рис. 3, а). Песчаники мелкозернистые, хорошо отсортированные, с высоким содержанием кварца (до 75–85 %), сформировались в условиях прирусловой отмели. На Кузырской площади доминируют кварцевые и полевошпатово-кварцевые граувакки, содержащие до 85 % кварца. На Южно-Фестивальной площади в составе цемента преобладают гидрослюда и сидерит (в сумме 15–17 %), на Кузырской – гидрослюда и каолинит (в сумме 10 %). Открытая пористость этих пород не превышает 13,4 % (см. таблицу). Наиболее грубозернистые разности в разрезе Северо-Калиновой скв. 30 имеют пористость 8–12,7 %, в то время как в Кузырская скв. 320 открытая пористость песчаников с глинистым цементом и преобладанием пластичных обломков эффузивных пород не превышает 5–6 %, а проницаемость составляет  $0,05 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

С помощью диаграммы Д. У. Хаускнехта (см. рис. 3, б) установлено, что песчаники с глинистым цементом утратили часть пористости за счет катагенетического уплотнения (25–27 %) и аутигенеза (37–57 %), а карбонатные – за счет диагенетической сидеритизации (36–43 %) и катагенетического уплотнения (25–30 %). Сокращение первоначального



Литолого-минералогическая характеристика песчаников

Скважина	№ обр.	Глубина, м	Пласт	Порода	Md	So	Вещественный состав, %			Цемент, %		Открытая пористость, %	Первичный межзерновой объем, %	Сокращение пористости (%) за счет	
							кв	пш	обл	гл	карб			S	уплотнения
Пласты Ю <sub>1-5</sub> (надоякский горизонт) и Ю <sub>11-14</sub> (вымский горизонт)															
Северо-Калиновская 30	28	3054	Ю-15	Алевролит кз	0,06	1,69	42	15	43	12	0	12	19	53	27
Солоновская 41	26	2904	Ю-15	Песчаник сз	0,28	2,33	42	15	43	14	2	16	20	43	27
	36	2946	Ю-15	Песчаник сз	0,48	1,71	34	22	44	8	7	15	22	39	36
	40	2956	Ю-15	Гравелит	2,00	7,20	45	12	43	6	6	12	24	38	30
	48	2963	Ю-15	Песчаник сз-кз	0,69	2,30	40	18	42	6	5	11	21	39	27
Южно-Фестивальная 1	45	3244	Ю-15	Песчаник кз	0,75	1,31	44	24	32	8	1	9	26	32	24
	46	3247	Ю-15	Песчаник кз	0,80	1,10	35	17	48	8	2	10	21	44	25
	38	3185	Ю-14	Песчаник сз	0,35	1,34	36	20	44	4	12	16	22	40	36
	41	3197	Ю-14	Песчаник сз-кз	0,50	1,40	37	19	44	4	7	11	19	27	50
	35	3146	Ю-12	Песчаник сз	0,35	1,28	38	19	43	4	12	16	18	50	38
	33-а	3130	Ю-11	Песчаник кз	0,58	1,60	34	40	26	8	2	10	23	38	24

Пласты Ю<sub>8-10</sub> (леонтьевский горизонт) и Ю<sub>3-6</sub> (малышевский горизонт)

Южно-Фестивальная 1	22	3061	Ю-10	Песчаник сз	0,25	1,5	47	43	10	8	7	17	28	27	37
	19	3046	Ю-8	Песчаник мз	0,20	1,5	75	10	15	4	13	17	27	30	43
	11	2920	Ю-6	Песчаник мз	0,18	1,6	45	44	11	7	17	24	37	9	56
	9	2960	Ю-5	Песчаник мз	0,16	2,4	43	12	45	0	12	12	20	50	29
Северо-Калиновская 30	20	3030	Ю-8	Алевролит кз	0,06	1,8	30	36	34	5	10	15	29	25	36
Кузырская 320	3	3326	Ю-8	Песчаник мз	0,20	1,3	85	5	10	9	10	19	17	25	57
Северо-Калиновская 30	17	2877	Ю-5	Песчаник мз	0,15	1,7	35	40	25	9	7	16	28	30	39
	11	2702	Ю-3	Песчаник мз	0,11	1,6	48	32	20	6	10	16	23	36	40
Глуховская 3	2	3099	Ю-4	Песчаник мз	0,20	2,4	48	10	42	8	5	13	21	35	44
	4	3106	Ю-4	Алевролит кз	0,05	2,1	40	13	47	5	15	20	32	20	51
Солоновская 41	14	2728	Ю-3	Алевролит кз	0,08	2,5	44	34	22	2	16	18	37	9	42

Примечания. Породы: кв – кварц, пш – полевые шпаты, обл – обломки; мз, сз, кз – мелко-, средне- и крупнозернистые; сз-кз и кз-сз – средне-крупно- и крупно-среднезернистые. Md – средний размер зерен; So – коэффициент сортировки; цемент: гл – глинистый, карб – карбонатный, S – сумма.





чального межзернового объема этих пород более чем в 2 раза произошло в результате их цементации глинистым (хлорит-гидрослюдистым) с примесью гидроокислов железа и сидерита и карбонатным (кальцит, доломит) материалом на разных стадиях литогенеза. Катагенетическая карбонатизация стала причиной резкого ухудшения коллекторских свойств даже у хорошо отсортированных песчаников с высоким содержанием обломочного кварца. Так, первичный межзерновой объем хорошо отсортированного мелкозернистого песчаника (обр. 19, Южно-Фестивальная скв. 1), содержащий 75 % кварца и 13 % порового кальцита (в сумме 17 % цемента) сократился более чем в два раза (до 12,7 %), за счет аутигенной цементации (43 %) и на 30 % – за счет механического уплотнения (см. таблицу, рис. 3, б). Первичная пористость аналогичного по составу и степени отсортированности, но более глубоко залегающего песчаника (обр. 3, Кузырская скв. 320, гл. 3326 м) уменьшилась почти в 3 раза за счет аутигенной цементации (57 %) и только на 25 % за счет катагенетического уплотнения и растворения под давлением (см. рис. 3, б). В целом первичный межзерновой объем песчаников пластов Ю<sub>8</sub>–Ю<sub>10</sub> сократился преимущественно за счет аутигенной цементации (36–57 %), в то время как значение катагенетического уплотнения при этом существенно ниже (25–30 %) (см. таблицу).

### **Малышевский горизонт (верхний байос – бат, пласты Ю<sub>3</sub>–Ю<sub>6</sub>)**

Отложения малышевского горизонта (пласты Ю<sub>3</sub>–Ю<sub>6</sub>) были проанализированы по керну скважин Глуховской 3, Северо-Калиновой 30, Солонвской 41 и Южно-Фестивальной 1 в интервале глубин 2702–3106 м (см. таблицу). Мелкозернистые песчаники пойменного генезиса, вскрытые Глуховской скв. 3, отличаются относительно слабой сортировкой, более высоким содержанием обломков пород (42–47 %), глинисто-карбонатного цемента (13–20 %) и низкими значениями открытой пористости (7–10,8 %). В разрезе, вскрытом этой скважиной, доминируют граувакки-литокластиты с высоким содержанием обломков метаморфических пород. В составе цемента преобладают карбонаты (кальцит, доломит, анкерит). Низкие коллекторские свойства пород обусловлены высоким содержанием пластичных обломков и интенсивным развитием аутигенных глинистых и карбонатных цементов.

Анализ фактического материала по изученным верхнебайос-батским отложениям показал следующее. В то время как современное значение открытой пористости песчаников не превышает 10–12 %, редко 19 % (обр. 14, Солонвская скв. 41), значение восстановленного первичного межзернового объема варьирует от 21 до 37 % (см. таблицу, рис. 3, б). Сокращение последнего в 2–3 раза произошло в основном вследствие влияния седиментационно-диа-

генетической и аутигенной цементации (29–56 %), в то время как вклад фактора уплотнения под давлением неоднозначен и варьирует от 9–20 до 35–50 %. Фактор уплотнения (51–56 %) повлиял преимущественно на песчаники с содержанием карбонатного цемента в количестве 15–17 %, а первоначальный межзерновой объем слабо глинистых и малоизвестковистых разностей снизился, главным образом под влиянием геостатической нагрузки (35–50 %, а цементация – 29–44 %).

### **Возможности и ограничения метода**

Вопрос о влиянии формы зерен на процесс катагенетического уплотнения и цементации, влияющих на коллекторские свойства пород, до сих пор изучен недостаточно. Опытным путем доказано, что породы, сложенные слабо окатанными несферическими зернами близкого размера, имеют более высокую первоначальную пористость, чем пески, состоящие из сферических и хорошо окатанных зерен [26, 31]. Однако для первых отмечена тенденция к более быстрому сокращению порового пространства в литогенезе. Поэтому при оценке влияния процессов механического уплотнения, растворения под давлением и аутигенной цементации на изменение пористости пород необходимо знать средний диаметр зерен, степень их сортировки и окатанности.

Выбор 40 % в качестве максимального значения первоначальной пористости не всегда достаточно обоснован. Так, первичная пористость слабо отсортированного песчаника (обр. 26, Солонвская скв. 41, см. таблицу) заведомо ниже 40 % – не более 11–12 %. Первоначальная пористость хорошо отсортированного песка может достигать 45 %. В таких случаях использование диаграммы Д. У. Хаускнехта, вероятно, покажет искаженное представление о роли рассматриваемых факторов в сокращении пористости. Эту проблему можно решить путем подстановки более реальных значений первоначальной пористости в диаграмму и уравнения.

Следует заметить, что применение данной диаграммы может встретить ряд трудностей. В частности, с ее помощью довольно сложно установить относительные доли механического уплотнения и растворения под давлением в сокращении общего межзернового объема без специальных исследований. В данном случае необходимо определение количества межзерновых контактов, сформированных за счет воздействия упомянутых факторов, путем подсчета в шлифах. В то же время этот метод, по мнению Д. У. Хаускнехта [29], можно успешно применять к оолитовым и зернистым известнякам, состоящим из сферических и хорошо окатанных зерен, оолитовым песчаникам и сидеритам, содержащим менее 10 % цемента. Метод непригоден для анализа песчаников-литокластитов, содержащих более 50 % пластичных обломков, а также пород, затронутых наложенными гидротермально-метасоматическими процессами



в зонах дизъюнктивных нарушений и тектонической трещиноватости.

## Выводы

Реконструкция первоначального объема порового пространства ниже-среднеюрских песчаников Нюрольской впадины и южных районов Колтогорско-Уренгойского мегапрогиба с помощью диаграммы Д. У. Хаускнехта позволила установить следующее.

1. Катагенетическое уплотнение является основной причиной сокращения пористости и первичного межзернового объема у плохо отсортированных полимиктовых песчаников пойменных фаций по сравнению с хорошо отсортированными кварцевыми разностями русловых и делювиально-пролювиальных фаций. Последние на глубине свыше 3000 м еще сохраняют достаточно высокие значения открытой пористости.

2. Сокращение межзернового объема изученных пород связано не только с их генезисом, вещественным составом и структурно-текстурными особенностями, но и с количеством и типом цемента. Песчаники, сцементированные на ранних стадиях литогенеза Са-, Mg- и Fe-содержащими карбонатами (кальцитом, доломитом, магнезитом, сидеритом, анкеритом), меньше поддаются влиянию катагенетического уплотнения и имеют более высокие значения восстановленного межзернового объема. Песчаники с глинистым и глинисто-железистым (с примесью гидроокислов железа и включениями сидерита) цементом легче уплотняются в катагенезе и необратимо утрачивают свою первоначальную пористость в отличие от песчаников с карбонатным (кальцит, доломит) цементом, которые при условии их частичного растворения агрессивными флюидами могут улучшить свои коллекторские свойства и служить потенциальными коллекторами для углеводородов.

3. Сокращение первичного межзернового объема зависит не только от количества и вещественного состава цемента, но и от соотношения содержания седиментационно-диагенетических и постдиагенетических цементов.

4. Применение диаграммы Д. У. Хаускнехта показало, что на территории исследований основным фактором, влияющим на сокращение первичного объема порового пространства до глубины примерно 3000 м, является аутигенная цементация, а глубже фактор цементации постепенно перестает быть ведущим, уступая постседиментационному уплотнению и растворению обломочных зерен под давлением. Так, если для *позднотар-раннеаленских* песчаников (надояхский горизонт, пласт Ю<sub>15</sub>) определяющими причинами в сокращении первичного межзернового объема послужили упомянутые процессы (потеря 45–75 % первичной пористости), то для залегающих выше *песчаников нижнего байоса* (вымский горизонт, пласты Ю<sub>11</sub>–Ю<sub>14</sub>) факторы

уплотнения и цементации действовали совместно, уравновешивая друг друга, то для *байос-батских* отложений (леонтьевский, малышевский горизонты, пласты Ю<sub>8–10</sub>–Ю<sub>3–6</sub>) причиной сокращения первичного порового объема песчаников на 50–75 % была аутигенная цементация.

Сделанные выводы согласуются с результатами, полученными автором данной статьи совместно с Л. Д. Малюшко [15] на основе обработки исходных литолого-минералогических параметров ниже-среднеюрских продуктивных отложений Центрального Приобья с помощью аппарата математической статистики. В частности, методом двухфакторного корреляционного анализа установлено, что коллекторские свойства русловых песчаников зависят главным образом от фациальных условий седиментации, гранулометрического состава, состава и количества минералов обломочной части и цемента пород. Для обломочных пород пойменных фаций роль аутигенного минералообразования в сокращении их первичной пористости выше, чем для русловых. Для последних, особенно для кварцевых хорошо окатанных и отсортированных разностей, при низком содержании первично-седиментационного цемента как результата более интенсивной промытости, большее значение имеют процессы уплотнения обломочного каркаса под действием геостатической нагрузки. Подтвержден также вывод о ведущем значении факторов уплотнения под давлением и растворения зерен под давлением для песчаников, залегающих на глубине свыше 3000 м.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Геология** и нефтегазоносность доюрских образований Восточного Предкавказья / А. А. Баширова, Г. Г. Гасангусейнов, Л. И. Джапаридзе и др.; под ред. Д. А. Мирзоева. – Махачкала: Дагнефть, 1978. – 120 с.

2. **Зарипов О. Г.** О некоторых особенностях катагенеза и изменения коллекторских свойств песчаников продуктивных горизонтов (Западная Сибирь) // Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. – М.: МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, 1975. – С. 37–38.

3. **Зарипов О. Г., Кулахметов Н. Х.** Сравнительный анализ уплотнения, аутигенеза и коллекторских свойств песчаников неокома и юры Среднего Приобья и северных районов Западно-Сибирской низменности // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1974. – № 10. – С. 23–27.

4. **Коллекторские** свойства подсолевых отложений Биикжальской сверхглубокой скважины СГ-2 / Б. К. Прошляков, Т. И. Гальянова, А. Н. Дмитриевский, Ю. Г. Пименов // Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах. – М.: Недра, 1977. – С. 189–192. – (Тр. МИНХ и ГП; вып. 123, 124).

5. **Литвин С. В., Долуда М. Е., Харченко С. Д.** Закономерности изменения качества терригенных по-



род-коллекторов Днепровско-Донецкой впадины на больших глубинах // Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах. – М.: Недра, 1977. – С. 81–90. – (Тр. МИНХ и ГП; вып. 123, 124).

6. **Обстановки** осадконакопления и фации / Х. Г. Реддинг, Ф. Д. Колдинсон, А. А. Аален. – М.: Мир, 1990. – Т. 1. – 351 с.; Т. 2. – 381 с.

7. **Оценка** и прогноз нефтегазоносности недр на больших глубинах / С. Н. Симаков, К. А. Анисеева, Т. П. Артамонова и др. – Л.: Недра, 1986. – 246 с.

8. **Перозио Г. Н.** Количественная методика стадийного анализа для изучения алевритов и песчаников // Бюл. НТИ. – 1969. – Вып. 218. – 35 с.

9. **Перозио Г. Н.** Эпигенез терригенных осадочных пород Западно-Сибирской низменности. – М.: Недра, 1971. – 158 с.

10. **Перозио Г. Н., Малюшко Л. Д.** Закономерности постседиментационного уплотнения гранулярных коллекторов с глубиной // Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах. – М.: Недра, 1977. – С. 9–16. – (Тр. МИНХ и ГП; вып. 123, 124).

11. **Петтиджон Ф. Дж., Поттер П., Сивер Р.** Пески и песчаники. – М.: Мир, 1976. – 535 с.

12. **Постседиментационные** преобразования пород-коллекторов / К. Р. Чепиков, Е. П. Ермолова, Н. А. Орлова, Г. И. Суркова. – М.: Наука, 1972. – 90 с.

13. **Потапов В. П., Дозмарова Н. П.** К вопросу о коллекторских свойствах алевропесчаников на больших глубинах (на примере Тюменской сверхглубокой скважины) // Геология нефти и газа. – 2001. – №3. – С. 57–60.

14. **Предтеченская Е. А.** Анализ корреляционных зависимостей между седиментационными, катагенетическими и физическими свойствами песчано-алевритовых пород Западно-Сибирской плиты на больших глубинах // Применение математических методов и ЭВМ при поисках и разведке месторождений нефти и газа. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1976. – С. 111–114.

15. **Предтеченская Е. А., Малюшко Л. Д.** Роль седиментационных и катагенетических факторов в изменении коллекторских свойств пород с глубиной // Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. – М.: МИНХ и ГП, 1975. – С. 73–78.

16. **Прогнозирование** условий и зон, благоприятных для сохранения первичных и развития вторичных коллекторов на больших глубинах / П. А. Карпов, Н. В. Соловьева, А. Ф. Степанова и др. // Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах. – М.: Недра, 1977. – С. 107–113.

17. **Решение** 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.) / ред. Ф. Г. Гурари и др. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

18. **Рухин Л. Б.** Основы литологии. – Л.: Гостоптехиздат, 1961. – 780 с.

19. **Сердюк З. Я., Слепокурова Л. Д.** Геолого-геофизические аномалии и их роль при поисках неантиклинальных ловушек УВ в нефтегазоносных толщах Западной Сибири // Горно-геологическое образование в Сибири. 100 лет на службе науки и производства: матер. Междунар. науч.-техн. конф. – Томск, 2001. – С. 243–246.

20. **Смолянинова К. И.** Коллекторские свойства пород нижнего мела Терско-Сунженского нефтеносного района на глубинах свыше 3000 м и факторы, влияющие на их формирование // Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. – М.: МИНХ и ГП, 1975. – С. 26–28.

21. **Ханин А. А.** Петрофизика нефтяных и газовых пластов. – М.: Недра, 1976. – 295 с.

22. **Ханин В. А.** Терригенные породы-коллекторы нефти и газа на больших глубинах. – М.: Недра, 1979. – 138 с.

23. **Юсеф И. М.** Условия формирования осадочных отложений нефтеносных формаций Mulussa F и Rutba верхнего триаса – нижнего мела Евфрат грабена Сирии: автореф. дис. ... к. г.-м. н. – Казань: КазГУ, 2019. – 24 с.

24. **Япаскерт О. В.** Аспекты теории постседиментационного литогенеза // Литосфера. – 2005. – № 3. – С. 3–30.

25. **Aucremann L. J.** Diagenesis and porosity evolution of the Jurassic Nugget Sandstone, Anschutz Ranch East field, Summit Country, Utah: Master's thesis, University of Missouri. – Columbia, Missouri, 1984. – 116 p.

26. **Fuchtbauer H.** Influence of different types of diagenesis on sandstone porosity // 7<sup>th</sup> World Petroleum Congress Proceedings. – 1967. – Vol. 2. – P. 363–369.

27. **Heald M. T.** Cementation of Simpson and St. Peter sandstones in parts of Oklahoma, Arkansas and Missouri // Journal of Geology. – 1956. – Vol. 64. – P. 16–30.

28. **Houseknecht D. W.** Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones // Bull. AAPG. – 1987. – Vol. 71, no. 6. – P. 633–642.

29. **Houseknecht D. W.** Carbonate cementation and dissolution in the Nugget Sandstone, Anschutz Ranch East field, Summit Country, Utah // SEPM Mid-year Meeting Abstracts, 1984. – P. 9–10.

30. **Houseknecht D. W.** Influence of grain size and temperature on intergranular pressure solution, quartz cementation and porosity in a quartzose sandstone // Journal of Sedimentary Petrology. – 1984. – Vol. 54. – P. 348–361.

31. **Gaiser A. F.** A study of porosity and grain relationships in experimental sands // Journal of Sedimentary Petrology. – 1953. – Vol. 23. – P. 180–191.

32. **Graton L. C., Fraser H. J.** Systematic packing of spheres, with particular relation to porosity and permeability // Journal of Geology. – 1935. – Vol. 43. – P. 785–909.

33. **Griffiths J. C.** Scientific method in analysis of sediments / New York, McGraw-Hill, 1967. – 508 p.



34. Yousef I. M., Morozov V. P., El-Kadi M. A. Sedimentological review of upper Triassic (Mulussa F formation) in Euphrates-graben Syria // Medwell publication, Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2016. – Special Issue, no. 2. – P. 3067–3079.

## REFERENCES

1. Bashirova A.A., Gasanguseynov G.G., Dzhariparidze L.I., et al. *Geologiya i neftegazonosnost doyrskikh obrazovaniy Vostochnogo Predkavkazyia* [Geology and petroleum potential of pre-Jurassic formations of the East Pre-Caucasian region]. Makhachkala, Dagneft Publ., 1978. 120 p. (In Russ.).
2. Zarirov O.G. [On some features of catagenesis and change in sandstone reservoir properties of productive horizons (Western Siberia)]. *Kollektory nefti i gaza na bol'shikh glubinakh* [Petroleum and gas reservoirs at great depths]. Moscow, 1975, pp. 37–38. (In Russ.).
3. Zarirov O.G., Kulakhmetov N. Kh. [Comparison study of consolidation, authigenesis and reservoir properties of sandstones of the Neocomian and Jurassic, Middle Ob River Region and northern regions of the Western Siberian Lowland]. *Neftegazovaya geologiya i geofizika*, 1974, no. 10, pp. 23–27. (In Russ.).
4. Proshlyakov B.K., Galyanova T.I., Dmitrievsky A.N., Pimenov Yu.G. [Reservoir properties of subsalt sediments of the Biikzhalskaya super-deep well 2 SD-2]. *Izuchenie kollektorov nefti i gaza, zalegayuschikh na bol'shikh glubinakh* [Study of petroleum and gas reservoirs occurring at great depths]. Moscow, Nedra, 1977, pp. 189–192. (In Russ.).
5. Litvin S.V., Doluda M.E., Kharchenko S.D. [Quality change regularities of terrigenous reservoir rocks of the Dnepr-Donetsk depression at great depths.] *Izuchenie kollektorov nefti i gaza, zalegayuschikh na bol'shikh glubinakh* [Study of petroleum and gas reservoirs occurring at great depths]. Moscow, Nedra, 1977, pp. 81–90. (In Russ.).
6. Redding Kh.G., Coldinson F.D., Aallen A.A. *Obstanovki osadkonakopleniya i fatsii* [Sedimentary environments and facies]. Moscow, Mir Publ., 1990, vol. 1, 351 p.; vol. 2, 381 p. (In Russ.).
7. Simakov S.N., Anikeeva K.A., Artamonova T.P., et al. *Otsenka i prognoz neftegazonosnosti nedr na bol'shikh glubinakh* [Appraisal and prediction of oil and gas occurrence at great depths]. Leningrad, Nedra Publ., 1986. 246 p. (In Russ.).
8. Perozio G.N. [Quantative estimation of stadial analysis for siltstones and sandstones study.] *Byulleten NTI*, Moscow, 1969, issue 218. 35 p. (In Russ.).
9. Perozio G.N. *Epigenez terrigennykh osadochnykh porod Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [Epigenesis of terrigenous sedimentary rocks of the Western Siberian Lowland]. Moscow, Nedra Publ., 1971. 158 p. (In Russ.).
10. Perozio G.N., Malyushko L.D. [Regularities of postsedimentation consolidation of granular reservoirs with depth]. *Izuchenie kollektorov nefti i gaza, zalegayuschikh na bol'shikh glubinakh* [Study of petroleum and gas reservoirs occurring at great depths], Moscow, Nedra Publ., 1977, pp. 9–16. (In Russ.).
11. Pettijohn F.J., Potter P., Siever R. *Peski i peschaniki* [Sand and sandstone]. Moscow, Mir Publ., 1976. 535 p.
12. Chepikov K.P., Ermolova E.P., Orlova N.A., Surkova G.I. *Postsedimentatsionnye preobrazovaniya porod-kollektorov* [Postsedimentation transformations of reservoir rocks]. Moscow, Nauka Publ., 1972. 90 p. (In Russ.).
13. Potapov V.P., Dozmarova N.P. [To the question of reservoir properties of silty-sandstones at great depths (at the example of the Tyumenskaya super-deep well)]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and gas geology*, 2001, no. 3, pp. 57–60. (In Russ.).
14. Predtechenskaya E.A. [Analysis of correlation dependences between sedimentation, catagenetic and physical properties of sandy-aleuritic rocks of the West Siberian Plate at great depths]. *Primeneniye matematicheskikh metodov i EVM pri poiskakh i razvedke mestorozhdeniy nefti i gaza* [Application of mathematical methods and ECM in the search and exploration for oil and gas fields]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1976, pp. 111–114. (In Russ.).
15. Predtechenskaya E.A., Malyushko L.D. [Role of sedimentation and catagenetic factors in changing reservoir rock properties with depth]. *Kollektory nefti i gaza na bol'shikh glubinakh* [Petroleum and gas reservoirs at great depths]. Moscow, 1975, pp. 73–78. (In Russ.).
16. Karpov P.A., Solovyeva N.V., Stepanova A.F., et al. [Forecasting of conditions and zones favourable for saving of primary reservoirs and development of secondary ones at great depths]. *Izuchenie kollektorov nefti i gaza, zalegayuschikh na bol'shikh glubinakh* [Study of petroleum and gas reservoirs occurring at great depths]. Moscow, Nedra Publ., 1977, pp. 107–113. (In Russ.).
17. *Resheniya 6-go Mezhdedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i primenyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri (Novosibirsk, 2003)* [Decisions of the 6<sup>th</sup> Interdepartmental Stratigraphic Meeting to Review and Adopt Refined Stratigraphic Schemes of Mesozoic Deposits in Western Siberia, (Novosibirsk, 2003)]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2004. 114 p. (In Russ.).
18. Rukhin L.B. *Osnovy litologii* [Principles of lithology]. Leningrad, Gostoptekhizdat Publ., 1961. 780 p. (In Russ.).
19. Serdyuk Z.Ya., Slepokurova L.D. [Geological-geophysical anomalies and their role in the search for non-anticlinal HC traps in petroleum strata of Western Siberia]. *Materialy Mezhdunar.nauchno-technich.konferentsii "Gorno-geologicheskoe obrazovanie v Sibiri. 100 let na sluzhbe nauki i proizvodstva"* [Proceedings of International Scientific Conference "Mining and geological education in Siberia. 100 years in the service for science and industry"]. Tomsk, 2001, pp. 243–246. (In Russ.).



20. Smolyaninova K.I. [Reservoir properties of rocks of the Lower Cretaceous Terek–Sunzha oil region at depths over 3000 m and factors influencing their formation] *Kollektory nefti i gaza na bolshikh glubinakh* [Petroleum and gas reservoirs at great depths]. Moscow, 1975, pp. 26–28. (In Russ.).
21. Khanin A.A. *Petrofizika neftyanykh i gazovykh plastov* [Petrophysics of oil and gas seams]. Moscow, Nedra Publ., 1976. 295 p. (In Russ.).
22. Khanin V.A. *Terrigennye porody-kollektory nefti i gaza na bolshikh glubinakh* [Terrigenous petroleum and gas reservoirs at great depths]. Moscow, Nedra Publ., 1979. 138 p. (In Russ.).
23. Yusef I.M. *Usloviya formirovaniya osadochnykh otlozheniy neftenosnykh formatsiy Mulussa F and Rutba verkhnego triassa- nizhnego mela Evfrat grabena Sirii. Avtoref. diss. k.g.-m.n.* [Formation conditions of sedimentary deposits of petroleum-bearing formations Mulussa F and Rutba of the Upper Triassic-Lower Cretaceous in Euphrates graben – Syria. Author's abstract of PhD thesis]. Kazan, 2019. 24 p. (In Russ.).
24. Yapaskurt O.V. [Aspects of postsedimentation lithogenesis]. *Litosfera – Lithosphere*, 2005, no. 3, pp. 3–30. (In Russ.).
25. Aucremann L.J. Diagenesis and porosity evolution of the Jurassic Nugget Sandstone, Anschutz Ranch East field, Summit Country, Utah: Master's thesis, University of Missouri. Columbia, Missouri, 1984. 116 p.
26. Fuchtbauer H. Influence of different types of diagenesis on sandstone porosity. *7<sup>th</sup> World Petroleum Congress Proceedings*, 1967, vol. 2. pp. 363–369.
27. Heald M.T. Cementation of Simpson and St. Peter sandstones in parts of Oklahoma, Arkansas and Missouri. *Journal of Geology*, 1956, vol. 64, pp. 16–30.
28. Houseknecht D.W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones. *Bull. AAPG*, 1987, vol. 71, no. 6, pp. 633–642.
29. Houseknecht D.W. Carbonate cementation and dissolution in the Nugget Sandstone, Anschutz Ranch East field, Summit Country, Utah. *SEPM Midyear Meeting Abstracts*, 1984, pp. 9–10.
30. Houseknecht D.W. Influence of grain size and temperature on intergranular pressure solution, quartz cementation and porosity in a quartzose sandstone. *Journal of Sedimentary Petrology*, 1984, vol. 54, pp. 348–361.
31. Gaiser A.F. A study of porosity and grain relationships in experimental sands. *Journal of Sedimentary Petrology*, 1953, vol. 23, pp. 180–191.
32. Gratton L. C., Fraser H. J. Systematic packing of spheres, with particular relation to porosity and permeability. *Journal of Geology*, 1935, vol. 43, pp. 785–909.
33. Griffiths J.C. *Scientific method in analysis of sediments*. New York, McGraw-Hill, 1967. 508 p.
34. Yousef I.M., Morozov V.P., El-Kadi M.A. Sedimentological review of upper Triassic (Mulussa F formation) in Euphrates-graben Syria. *Medwell publication, Journal of Engineering and Applied Sciences*, 2016, Special Issue, no. 2, pp. 3067–3079.

© Е. А. Предтеченская, 2020