



УДК 622.276:552.578.2.061.4

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2019

ОЦЕНКА ФРАКТАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ И СТОХАСТИЧЕСКОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРОВЫХ ПУСТОТ НЕФТЕНОСНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

А.Б. Гасанов, Г.Г. Аббасова

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (AZ1010, Азербайджан, г. Баку, пр. Азадлыг, 20)

ESTIMATION OF THE FRACTAL STRUCTURE AND POROUS STOCHASTIC DISTRIBUTION IN OIL-BEARING RESERVOIRS

Adalat B. Hasanov, Gizgait G. Abbasova

Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan (20 Azadlyg av., Baku, AZ1010, Republic of Azerbaijan)

Получена / Received: 22.02.2019. Принята / Accepted: 01.08.2019. Опубликовано / Published: 27.09.2019

Ключевые слова:

межзерновая пористость, терригенные коллекторы, упаковка зерен, показатель фрактальности, фильтрация флюидов, гранулометрический анализ, доминирующие фракции, фильтрационно-емкостные свойства.

Известно, что природный потенциал продуктивной вместимости терригенных коллекторов в значительной степени определяется их межзерновой пористостью и характером упаковки зерен. Однако, помимо этого, на пористость коллекторов большое влияние оказывают форма зерен, а также соотношение содержания и распределения зерен различных размеров в объеме породы. Широко известны попытки моделирования результирующего эффекта влияющих факторов на мультимодальное распределение межзерновой пористости, некоторые из которых рассматриваются в данной работе. Вместе с тем для сравнения с реальными данными здесь также описаны детальные аналитические обобщения фактических результатов гранулометрического анализа зерна из скважин одного из известных и длительно эксплуатируемых нефтегазовых месторождений Азербайджана.

Исследованиями были охвачены наиболее характерные для региона пелитовая, алевроитовая, мелкозернистая песчаная и среднезернистая песчаная фракции. Результаты исследований по распределению фракций представлены в виде круговых диаграмм, анализ которых показывает, что в составе первой группы пород (глинисто-алевритовых песках) доминирует фракция с размером зерен 0,175 мм. Две другие фракции с размером зерен 0,055 и 0,01 мм занимают примерно одинаковый объем, наконец, фракция грубых зерен (0,25 мм) составляет незначительную часть объема и может не учитываться.

Установленные закономерности изменения пористости в зависимости от фракционного состава и механического уплотнения осадков весьма показательны, однако вычисление парного коэффициента корреляции между фракциями и параметрами, усредняющими гранулометрический состав и отражающими сортированность пород, показало, что они являются самостоятельными, не связанными между собой функциональными зависимостями. При этом влияние отдельных фракций, а главное – их соотношения на величину межзерновой пористости неодинаково. Детализация процесса моделирования мультимодального распределения позволила установить, что в данном вопросе более эффективно применение фрактальных концепций. Как вариант рассмотрен способ оценки коллекторских свойств нефтесодержащих пород на основе расчетной зависимости между показателем фрактальности и нефтенасыщенностью.

Key words:

intergranular porosity, terrigenous reservoirs, grain packing, fractality index, fluid filtration, particle size analysis, dominant fractions, filtration properties.

It is known that the natural potential capacity of the productive terrigenous reservoirs is largely determined by their intergranular porosity and the nature of the packing of grains. However, in addition to this, the porosity of the reservoirs is greatly influenced by the shape of the grains, as well as the ratio of the content and distribution of grains of various sizes in the rock volume. There are widely known attempts to simulate the resulting effect of influencing factors on the multimodal distribution of intergranular porosity, some of which are considered in this paper. However, for comparison with real data, detailed analytical generalizations of the actual results of particle size analysis of core samples from wells of one of the well-known and long-running oil and gas fields of Azerbaijan are also described here.

Studies covered the most characteristic of the region pelitic, silty, fine-grained sandy and medium-grained sandy fractions. The results of studies on the distribution of fractions are presented in the form of pie charts, from the examination of which it follows that in the composition of the first group of rocks (clay-silty sands), a fraction with a grain size of 0.175 mm dominates. Two other fractions with grain sizes of 0.055 and 0.01 mm occupy approximately the same volume; finally, the coarse grain fraction (0.25 mm) makes up a small part of the volume and may not be taken into account.

Installed patterns change of porosity depending on the fractional composition of precipitation and mechanical seals are indicative, however, calculation of the correlation coefficient between the paired fractions and the parameters are averaged particle size distribution and a reflective screening breeds showed that they are separate, unrelated functional dependencies. In this case, the influence of individual fractions, and most importantly their ratio on the size of intergranular porosity, is not the same. Detailing the modeling process of multimodal distribution showed that in this issue the use of fractal concepts is more efficient. As an option, a method for assessing the reservoir properties of oil-bearing rocks based on the calculated relationship between the index of fractality and oil saturation is considered.

Гасанов Адалат Бадал оглы (Author ID in Scopus: 5379-7905) – доктор физико-математических наук, заведующий лабораторией физических свойств горных пород месторождений полезных ископаемых (тел.: +994 50 223 12 55, e-mail: adalathasanov@yahoo.com). Контактное лицо для переписки.
 Аббасова Гызгаит Гудрет кызы – ведущий инженер (тел.: +994 50 899 03 70, e-mail: qizqayit_abbasova@yahoo.com).

Adalat B. Hasanov (Author ID in Scopus: 5379-7905) – Doctor of Physics and Mathematics, Head of Laboratory of Physical Properties of Mineral Deposits Rocks (tel.: +994 50 223 12 55, e-mail: adalathasanov@yahoo.com). The contact person for correspondence.
 Gizgait G. Abbasova – Lead Engineer (tel.: +994 50 899 03 70, e-mail: qizqayit_abbasova@yahoo.com).

Введение

Эффективность процесса разработки нефтегазовых месторождений и извлечения углеводородов из продуктивного пласта в существенной мере зависит от исходных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов. С другой стороны, в процессе разработки и массовой внутрипластовой фильтрации флюидов в пласте возникают различные виды деформационных процессов – от упругого деформирования до пластического разрушения [1–5]. Эти процессы в свою очередь вызывают вторичные изменения ФЕС пород-коллекторов [6–9].

Так, в случае пластического разрушения пласта может произойти изменение порового пространства в сторону увеличения удельной поверхности частиц, а это приводит к снижению пластового давления [10, 11], поскольку, как известно,

$$P = \frac{F}{S},$$

где F – нагрузка (внутрипластовое давление); S – площадь поверхности пор (суммарная поверхность породообразующих частиц).

В результате возникает условие для возникновения anomalно низких пластовых давлений. Этот частный случай отражает представление о нефтегазонасыщенных системах как пористых или трещиноватых средах, характеризующихся хаотическим распределением породообразующих зерен, формой и размерами капилляров и трещин [10, 12]. Для таких сред одним из основополагающих факторов внутрипластовой миграции и беспрепятственного извлечения углеводородов является эффективное пластовое давление [11]. Оно возникает как ответная реакция флюида, содержащегося в порах породы, на горное давление, оказываемое весом вышележащих толщ пород. Величина эффективного пластового давления оценивается как

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{гор}} - P_{\text{пл}},$$

где $P_{\text{гор}}$ – горное давление; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление.

При насыщении пор газами реакцией флюида можно пренебречь, но именно жидкие флюиды (вода и нефть) под воздействием горного давления обуславливают пластовое давление.

Постановка задачи

Многочисленные теоретические расчеты и практические замеры в глубоких скважинах [13–20]

позволяют количественно оценить величину литостатического и гидростатического давлений в недрах, которые численно характеризуются градиентами литостатического и гидростатического давлений. В частности, градиент литостатического давления определяют исходя из скорости осадконакопления, обуславливающей степень уплотнения и объемную плотность зерен пород. Гидростатический градиент исчисляется в зависимости от плотности и высоты столба жидкости. Пример изменения литостатического и гидростатического градиента по глубине приведен на рис. 1, из которого следует, что градиент гидростатического давления равен 10,5 кПа/м, а литостатический градиент примерно вдвое больше и составляет около 22,6 кПа/м.

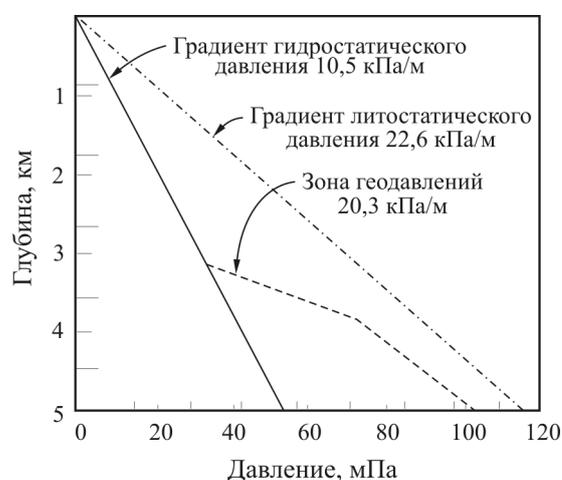


Рис. 1. Изменение среднего градиента по глубине и зона повышенного давления [21]

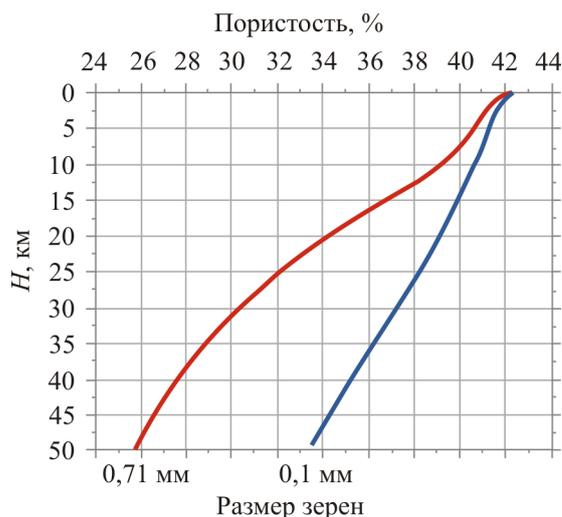


Рис. 2. Процесс механического уплотнения с глубиной хорошо отсортированного песка [10]

В стабильном состоянии контакты между отдельными зернами создают сцепление,

усиливаемое силой тяжести. Однако при последующем уплотнении силы на контакте между зернами нейтрализуются, трение между зернами стремится к нулю, и возникают пльвуны (происходит «сжижение» песков) [10, 22–28]. В целом процесс механического уплотнения осадочного материала можно описать на примере хорошо отсортированного песка (рис. 2): на начальном этапе осадконакопления и погребения (глубина 0–2 км) хорошо отсортированный песок, оставаясь свободным, все же может существенно уплотниться. Так, экспериментальное уплотнение рыхлого песка с начальной пористостью 40–42 % при напряжениях 20–30 МПа показывает, что в зависимости от прочности зерен и их размеров пористость может снижаться до 35–25 %, что соответствует 2–3 км залегания для находящихся под обычным давлением пород. При этом хорошо отсортированный крупнозернистый песок является более сжимаемым, чем мелкозернистый [29–31]. Таким образом, повышенное давление снижает эффективное давление, но сохраняет пористость из-за уменьшения механического уплотнения. В то же время пористость, вызванная механическим уплотнением, может сильно различаться в зависимости от текстурного и минералогического состава. В качестве последнего широко используются данные фракционного (гранулометрического) анализа.

Наряду с вышеописанным, тонкозернистые среды (с размерами пор до 0,1 нм) могут описываться как системы с фрактальной структурой, отвечающей стохастическому распределению поровых пустот, капилляров и трещинных каналов [29, 32–35]. Приложение фрактальных представлений в вопросах разработки месторождений углеводородов упрощает анализ

турбулентного движения жидкости и газа во внутрипоровом пространстве коллекторов.

Основная часть

Реализованные и описанные в настоящей статье исследования закономерностей уплотнения порового пространства продуктивных коллекторов и корреляции между удельной поверхностью и нефтенасыщенностью включали аналитические обобщения данных по одному из известных и длительно эксплуатируемых нефтегазовых месторождений Азербайджана [36] (табл. 1). Однако, как известно, удельная поверхность порового пространства в терригенных осадках определяется фракционным составом скелета породы. Поэтому для расчетов удельной поверхности сперва следовало проанализировать данные гранулометрического анализа кернового материала и установить степень влияния отдельных фракций, включая доминирующие фракции, на величину пористости в различных коллекторах. В этих целях исследованные образцы были разделены по наименованиям пород на четыре группы: глинисто-алевритовые пески, глинисто-песчаные алевролиты, песчано-глинистые алевролиты и глинистые супеси.

Разделение по фракционному составу осуществлялось соответственно размерам зерен (фракций) и включало: пелитовую фракцию (0,01 мм и менее), алевритовую (0,055 мм), мелкозернистую песчаную (0,175 мм) и среднезернистую песчаную (0,25 мм). Выбранная градация гранулярных размеров породообразующих зерен достаточно распространена в большинстве месторождений региона [25–26, 39] и представлена на рис. 3.

Таблица 1

Средние значения показателей фракционного состава, пористости, удельной поверхности порового пространства и нефтегазоносности по изучаемым группам пород

Группа пород (количество проб)	Фракция, мм %				Пористость	Удельная поверхность	Содержание нефти
	0,25	0,175	0,055	0,01			
Глинисто-алевритовые пески (14)	2,44	54,13	28,01	15,31	25,62	1266	15,2
Глинисто-песчаные алевролиты (6)	0,39	27,49	55,54	16,58	25,04	1725	16,74
Песчано-глинистые алевролиты (3)	0,37	12,43	60,41	26,90	23,07	1851	15,18
Глинистые супеси (5)	0,68	39,38	43,91	16,59	24,56	1611	17,53

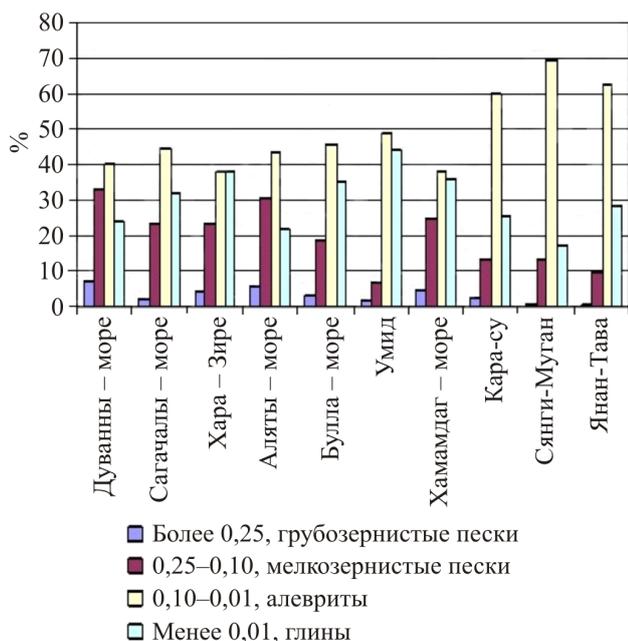


Рис. 3. Вариации фракционного состава терригенных коллекторов на некоторых нефтегазовых месторождениях Азербайджана

Результаты наших исследований распределения фракций соответственно выделенным группам пород в виде круговых диаграмм приведены на рис. 4, из рассмотрения которого следует, что в составе первой группы пород (глинисто-алевритовых песках) доминирует фракция с размером зерен

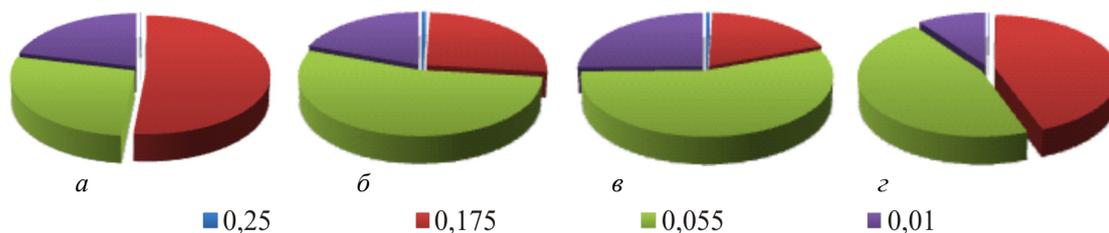


Рис. 4. Распределение фракций в группах пород: а – глинисто-алевритовые пески; б – глинисто-песчаные алевролиты; в – песчано-глинистые алевролиты; г – глинистые супеси

0,175 мм. Две другие фракции с размером зерен 0,055 и 0,01 мм занимают примерно одинаковый объем и, наконец, фракция грубых зерен (0,25 мм) составляет незначительную часть объема и может не учитываться.

В табл. 2 приведены результаты оценок влияния на пористость исследованных пород как доминирующих, так и второстепенных фракций.

Как следует из этих данных, повышение содержания доминирующей фракции (0,175 мм) в породах первой группы (глинисто-алевритовых песках) приводит к повышению пористости, тогда как повышение содержания фракции с размером зерен 0,055 мм снижает пористость этой группы пород. Для остальных трех групп пород доминирующей является фракция с размером зерен 0,055 мм, с различным соотношением фракций 0,175 и 0,01 мм. Здесь так же, как и в первой группе пород, фракция грубых зерен (0,25 мм) составляет незначительную часть объема и может не учитываться.

В частности, для пород группы глинисто-песчаных алевролитов установлено влияние на пористость доминирующей фракции (0,055 мм) и фракции с размером зерен 0,175 мм (см. табл. 2). Из этих данных следует, что повышение содержания и доминирующей фракции, и фракции 0,175 мм в глинисто-песчаных алевролитах приводит к повышению пористости.

Таблица 2

Влияние фракционного состава на пористость различных типов пород

Группа пород	Размер зерен, мм	Зависимость пористости от фациального состава
Глинисто-алевритовые пески	0,175	$Y = 0,3312X + 7,14$
	0,055	$Y = -0,1376X + 29,196$
Глинисто-песчаные алевролиты	0,055	$Y = 0,6338X + 37,926$
	0,175	$Y = 0,4875X + 10,75$
Песчано-глинистые алевролиты	0,055	$Y = -1,9775X + 106,04$
	0,25	$Y = -27,774X + 70,73$
Глинистые супеси	0,055	$Y = 0,3312X + 7,14$
	0,175	$Y = 0,3312X + 7,14$

В отличие от группы глинисто-песчаных алевролитов, в группе песчано-глинистых алевролитов влияние на пористость доминирующей фракции (0,055 мм) и более грубой фракции (0,25 мм) негативно.

Наконец в последней группе – в глинистых супесях – влияние на пористость доминирующей (тонкой 0,055 мм) и подчиненной фракций (более грубой 0,175 мм) так же, как и в группе глинисто-алевритовых песков, противоположно. В частности, повышение содержания тонкой (доминирующей, 0,055 мм) фракции в глинистых супесях приводит к снижению пористости, тогда как повышение содержания более грубой фракции (0,175 мм) повышает пористость глинистых супесей (см. табл. 2).

Установленные закономерности изменения пористости в зависимости от фракционного состава и механического уплотнения осадков весьма показательны, однако вместе с тем, как уже было отмечено выше, пористость может сильно различаться в зависимости от текстурного и минералогического состава пород. Это хорошо иллюстрировано исследованиями [10], авторы которых для выявления зависимости пористости от механического уплотнения использовали также параметры, усредняющие гранулометрический состав пород (M_d , величина зернистости пород (ВЗП)), и коэффициенты, отражающие сортированность осадков ($K_{\text{сорт}}$, Hr и максимальное содержание какой-либо фракции M_f). Парный корреляционный анализ между фракциями и параметрами, усредняющими гранулометрический состав и отражающими сортированность

пород, приведен в табл. 3. Как следует из этих данных, усредненный размер зерен, с одной стороны, и сортированность пород – с другой, являются самостоятельными, не связанными между собой функциональными зависимостями. В то же время между некоторыми показателями (например ВЗП и M_d) установлена тесная корреляционная связь.

Размер зерен. Общеизвестно, что влияние размера зерен на межзерновую пористость со случайной упаковкой сферических гранул зависит от стабильности действующих внутренних сил трения и сцепления между отдельными зёрнами [1]. Эти силы пропорциональны удельной поверхности зерен, которая принимается равной суммарной площади поверхности зерен на единицу твердого объема, и обратно пропорциональны размерам зерен. Данная закономерность указывает на то, что, когда все остальные факторы равны, вклад грубых зерен при более низкой пористости меньше, чем вклад тонких зерен [37–44]. Это общее правило иллюстрируется на рис. 3, из которого следует, что увеличение пористости для осадочной породы, зерна которой определенного размера, становится значительным только при размерах зерен ниже 0,1 мм (100 микрон). При больших размерах зерен (выше 100 мм) силы трения уменьшаются, а пористость снижается до тех пор, пока не достигнет состояния, представляющего собой случайную упаковку без сил трения, которое происходит при пористости 0,399 и далее не зависит от размера зерен.

Таблица 3

Парные коэффициенты корреляции между фракциями и параметрами, усредняющими гранулометрический состав и отражающими сортированность пород

Параметр	Фракции и их размеры, мм						Коэффициент					
	F_1	F_2	F_3	F_4	F_5	F_6	M_d	ВЗП	$K_{\text{сорт}}$	So	Hr	M_f
	1–0,5	0,5–0,25	0,25–0,1	0,1–0,05	0,05–0,01	< 0,01						
Коэффициенты	M_f	-0,07	-0,17	-0,32	-0,67	-0,27	-0,85	-0,5	0,56	0,22	0,27	-0,93
	Hr	0,15	0,27	0,47	0,71	0,03	0,86	0,58	0,7	-0,7	-0,24	
	So	0,07	0,06	-0,48	-0,46	0,09	0,61	-0,73	-0,54	0,97		
	$K_{\text{сорт}}$	0,08	0,07	-0,35	-0,38	0,007	0,5	-0,61	-0,41			
	ВЗП	0,24	0,3	0,91	0,51	-0,39	-0,81	0,93				
	M_d	-0,007	0,08	0,9	0,53	-0,35	-0,83					
Фракции и их размеры, мм	F_6 (менее 0,01)	-0,03	-0,12	-0,62	-0,75	-0,05						
	F_5 (0,05–0,01)	0,008	-0,04	-0,49	-0,22							
	F_4 (0,1–0,05)	-0,04	0,02	0,25								
	F_3 (0,25–0,1)	-0,009	0,09									
	F_2 (0,5–0,25)	0,57										
	F_1 (1–0,5)											

Дальнейшее снижение пористости невозможно для случайно упакованных сферических зерен, исключая случаи, когда зерна подвергаются необратимой деформации вследствие растворения, перекристаллизации, разрушения, пластического течения и т.д. Такое уменьшение пористости называют уплотнением упаковки зерен (compaction).

Упаковка зерен. Согласно теоретической геометрии, различают несколько схем стандартной упаковки зерен пород с максимально возможными значениями межзерновой пористости (табл. 4, рис. 5). При этом установлено [21, 39–44], что теоретическая максимальная пористость (0,476) осадочной породы с кубической упаковкой сферических зерен однородного размера не зависит от размера зерен.

Форма частиц и распределение зерен различных размеров в объеме породы. В табл. 5 приведена информация о влиянии зерен различных форм на межзерновую пористость, а на рис. 6 показано сравнение округлых и угловатых зерен, подтверждающее, что пористость для большего количества угловых зерен больше, чем для субсферических [21, 39–44].

Таблица 4

Максимальная пористость для различных схем упаковок

Упаковка	Максимальная пористость
Случайная	0,399 и более (зависит от размера зерен)
Кубическая	0,476
Ромбическая	0,395
Ромбоэдрическая	0,260
Тетрагональная	0,302

Таблица 5

Влияние формы зерен на межзерновую пористость

Форма зерен	Межзерновая пористость (max)
Сферическая	0,399
Кубическая	0,425
Цилиндрическая	0,429
Дисковидная	0,453

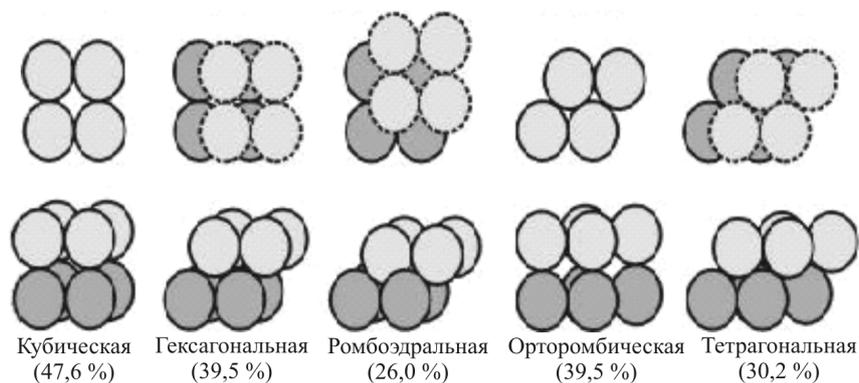


Рис. 5. Межзерновая пористость при стандартных упаковках

Выше уже указывалось, что, помимо формы зерен, на пористость коллекторов большое влияние оказывает также соотношение содержания и распределение зерен различных размеров (фракций) в объеме породы, причем влияние отдельных фракций, а главное, их соотношения на величину межзерновой пористости неодинаково. Смоделировать реальное и часто мультимодальное распределение размеров зерен породы достаточно сложно, поэтому для лучшего понимания результирующего эффекта граничные условия расчетов упрощаются и моделируется присутствие в ограниченном объеме породы переменной смеси зерен двух размеров [21].

Схематическое описание процесса моделирования изображено на рис. 7, по условиям которого модель породы состоит из зерен двух размеров, один из которых имеет 1/100 диаметра другого. При этом возможны два случая:

– в первом случае в породе достаточно крупных зерен, составляющих общий каркас матрицы породы, а добавление более мелких частиц уменьшает пористость породы, потому что мелкие частицы заполняют промежутки между более крупными частицами (см. рис. 7, а);

– во втором случае общий скелет матрицы породы состоит из более мелких зерен. Здесь поровое пространство заключено между мелкими зернами (см. рис. 7, б).

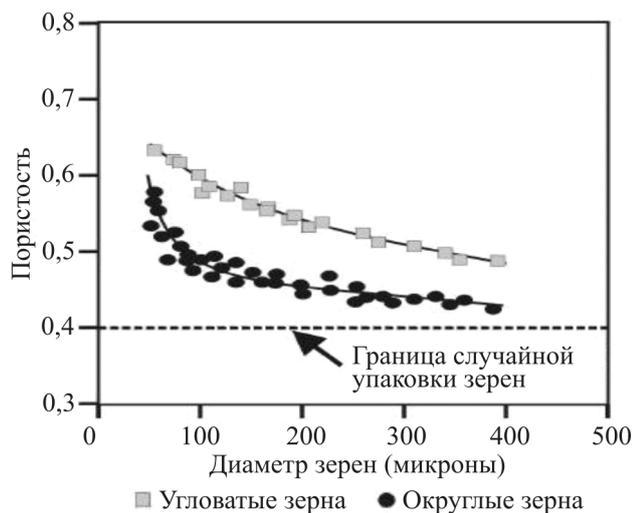


Рис. 6. Зависимость пористости от размера зерен [42]

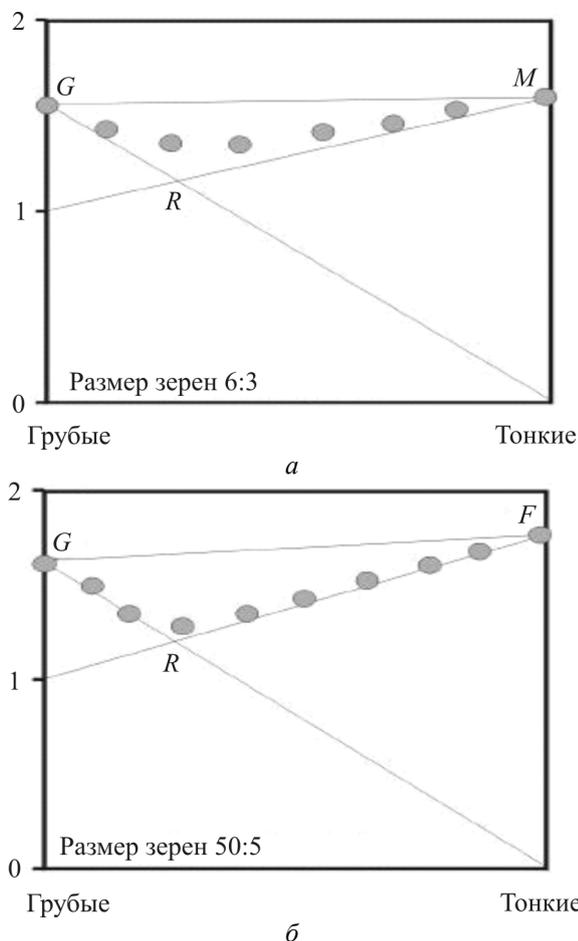


Рис. 7. Моделирование влияния смеси зерен различных размеров (фракций) на пористость пород [42]

Ясно, что если некоторый объем мелких зерен будет удален и заменен сплошным твердым более крупным зерном, то пористость будет уменьшена, поскольку часть мелких зерен и связанная с ними

пористость были заменены сплошным массивным материалом без внутренней пористости. На рис. 7 сплошные линии GR и RF или RM представляют собой теоретические кривые для обоих случаев. Интересно, что по мере того, как разница между размерами зерен увеличивается с 6:3 до 50:5, фактическая пористость приближается к теоретическим значениям. Отмечается также, что положение минимальной пористости не чувствительно к соотношению диаметров зерен. Этот минимум соответствует примерно положению 20–30 % от диаметра частиц меньшего размера. Заслуживает внимание также тот факт, что смесь двух размеров имеет пористость меньше, чем любая чистая фаза [21].

Естественно, что в реальных породах обычно присутствует непрерывный спектр размеров зерен, а это приводит к довольно сложному сценарию, где становятся полезными фрактальные концепции. Известно несколько примеров приложения фрактальной теории к вопросам оценки коллекторских свойств нефте-содержащих пород [29], один из которых состоит в установлении зависимости между показателем фрактальности и нефтенасыщенностью. Мы также попытались рассчитать для описанных выше групп пород средние диаметры частиц и показатели фрактальности по формуле

$$\frac{1}{d_{cp}} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{d_{n_1}} + \frac{1}{d_{n_2}} \right).$$

где d_{cp} – средний диаметр частиц; d_{n_1} – диаметр частиц n_1 ; d_{n_2} – диаметр частиц n_2 .

Результаты проведенных расчетов (рис. 8) иллюстрируют влияние показателя фрактальности на нефтенасыщенность с установленной корреляционной зависимостью. Достаточно высокий коэффициент корреляции (0,8) полученной степенной зависимости свидетельствует о доверительной степени тесноты связи между нефтенасыщенностью и показателем фрактальности.

Выводы

В результате обзора способов моделирования мультимодального распределения межзерновой пористости и аналитических обобщений данных гранулометрического анализа кернов по одному из известных и длительно эксплуатируемых нефтегазовых месторождений Азербайджана установлены закономерности уплотнения порового

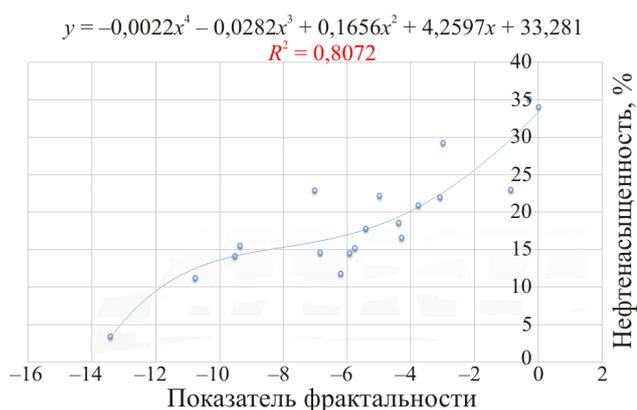


Рис. 8. Зависимость нефтенасыщенности коллекторов от показателя фрактальности

пространства продуктивных коллекторов по глубине и корреляция удельной поверхности и нефтенасыщенности. Полученные результаты основаны на статистических оценках степени влияния отдельных фракций (включая доминирующие фракции) на величину пористости в различных типах пород-коллекторов.

В частности, в глинисто-алевритовых песках повышение содержания доминирующей фракции (0,175 мм) приводит к повышению пористости, тогда как повышение содержания фракции с размером зерен 0,055 мм снижает пористость в этой группе пород. Для остальных выделенных групп пород (глинисто-песчаных алевролитов, песчано-глинистых алевролитов и глинистых супесей) доминирующей оказалась фракция с размером зерен 0,055 мм при различном соотношении фракций 0,175 и 0,01 мм. Здесь так же, как и в первой группе пород, фракция грубых зерен (0,25 мм) составляет незначительную часть объема и не учитывается.

Из полученных данных следует, что повышение содержания и доминирующей фракции, и фракции 0,175 мм в глинисто-песчаных алевролитах приводит к повышению пористости, а в группе песчано-глинистых алевролитов влияние на пористость и доминирующей фракции (0,055 мм), и более грубой фракции (0,25 мм) негативно. В глинистых супесях влияние на пористость доминирующей (тонкой 0,055 мм) и подчиненной фракции (более грубой 0,175 мм) так же, как и в группе глинисто-алевритовых песков, имеет противоположный характер. Так, повышение содержания тонкой (доминирующей 0,055 мм) фракции в глинистых супесях приводит к снижению пористости, тогда как повышение содержания более грубой фракции (0,175 мм) повышает пористость.

Также осуществлены расчеты по установлению зависимости между показателем фрактальности и нефтенасыщенностью, в результате чего получена степенная функция взаимосвязи между нефтенасыщенностью и показателем фрактальности.

Библиографический список

1. Anderson E.M. The dynamics of faulting. – 2nd ed. – Edinburgh: Oliver and Boyd, 1951. – 206 p.
2. Aydin A., Borja R.I., Eichhubl P. Geological and mathematical framework for failure modes in granular rock // *J. Struct. Geol.* – 2006. – 28. – P. 83–98. DOI: 10.1016/j.jsg.2005.07.008
3. Bésuelle P., Rudnicki J.W. Localization: Shear bands and compaction bands, in mechanics of fluid-saturated rocks // *International Geophysics / ed. By Y. Guéguen, M. Boutéca.* – Amsterdam: Elsevier, 2004. – 89. – P. 219–321. DOI: 10.1016/S0074-6142(03)80021-9
4. Bjorlykke K. Effects of compaction processes on stresses, faults, and fluid flow in sedimentary basins; examples from the Norwegian Margin // *Geological Society Special Publications.* – 2006. – Vol. 253 (1). – P. 359–379. DOI: 10.1144/GSL.SP.2006.253.01.19
5. Bjorlykke K., Jahren J., Mondol N.H. Mechanical and chemical compaction processes in siliceous and carbonate rocks; a comparison // *International Geological Congress Abstracts – Congres Geologique International Resumes.* – 2004. – Vol. 1. – 163 p.
6. Bjorlykke K., Grande L., Kjeldstad A. Properties of faults in subsiding sedimentary basins; examples from the Haltenbanken offshore Norway and the North Sea [Электронный ресурс]. – AAPG, 2004. – URL: <http://www.searchanddiscovery.com/documents/abstracts/hedberg2004austin/short/bjorlykke.htm> (дата обращения: 12.01.2019).
7. Bjorlykke K., Gundersen Y.G., Jahren J. Compaction driven fluid flow in overpressured compartments // *Annual Meeting Expanded Abstracts AAPG.* – 2004. – Vol. 13. – 14 p.
8. Bjorlykke K. Clay mineral diagenesis in sedimentary basins; a key to the prediction of rock properties, examples from the North Sea Basin // *Clay Minerals.* – 1998. – Vol. 33/1. – P. 15–34. DOI: 10.1180/claymin.1998.033.1.03
9. Левчук М.А., Букреева Г.Ф. О сортированности терригенных осадков и величинах, усредняющих гранулометрический состав // *Геодинамика.* – Новосибирск: ИГиГ, 1976.

10. Романовский С.И. Применение теории информации для решения некоторых задач литологии // Математические методы в геологии. – Л.: ВСЕГЕИ, 1968. – С. 75–92.
11. Bump A.P., Davis G.H. Late cretaceous-early tertiary laramide deformation of the northern Colorado Plateau, Utah and Colorado // *J. Struct. Geol.* – 2003. – 25. – P. 421–440. DOI: 10.1016/S0191-8141(02) 00033-0
12. Clastic-injection pipes and syndepositional deformation structures in Jurassic eolian deposits: Examples from the Colorado Plateau, in *Sand Injectites: Implications for Hydrocarbon Exploration and Production* / M.A. Chan, D. Netoff, R.C. Blakey, G. Kocurek, W. Alvarez; ed. by A. Hurst, J.A. Cartwright // *AAPG Mem.* – 2007. – 87. – P. 233–244. DOI: 10.1306/1209867M871350
13. Experimental compression of loose sands; relevance to porosity reduction during burial in sedimentary basins / F.A. Chuhan, A. Kjeldstad, K. Bjorlykke, K. Hoeg // *Canadian Geotechnical Journal = Revue Canadienne de Geotechnique.* – 2003. – Vol. 40/5. – P. 995–1011. DOI: <http://dx.doi.org/10.1139/T03-050>
14. Porosity loss in sand by grain crushing; experimental evidence and relevance to reservoir quality / F.A. Chuhan, A. Kjeldstad, K. Bjorlykke, K. Hoeg // *Marine and Petroleum Geology.* – 2002. – Vol. 19/1. – P. 39–53. DOI: 10.1016/S0264-8172(01)00049-6
15. Deformation of carbonates, experimental mechanical and chemical compaction / D. Croize, K. Bjorlykke, D.K. Dysthe, F. Renard, J. Jahren // *Geophysical Research Abstracts.* – 2008. – Vol. 10.
16. Cuss R.J., Rutter E.H., Holloway R.F. The application of critical state soil mechanics to the mechanical behaviour of porous sandstones // *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.* – 2003. – 40. – P. 847–862. DOI: 10.1016/S1365-1609(03)00053-4
17. Davis R.O., Selvadurai A.P.S. *Plasticity and geomechanics.* – Cambridge: Cambridge Univer. Press, 2002. – 287 p. DOI: 10.1017/CBO9780511614958
18. Doelling H.H., Willis G.C. *Geologic map of the Smoky Mountain 30'×60' quadrangle, Kane and San Juan Counties, Utah, and Coconino County, Arizona, Utah Geol. Surv., Salt Lake City, 2006.*
19. Deformation bands in sandstone: A review / H. Fossen, R.A. Schultz, Z.K. Shipton, K. Mair // *J. Geol. Soc.* – 2007. – 164. – P. 755–769. DOI: 10.1144/0016-76492006-036
20. Grueschow E., Rudnicki J.W. Elliptic yield cap constitutive modeling for high porosity sandstone // *Int. J. Solids Struct.* – 2005. – 42. – P. 4574–4587. DOI: 10.1016/j.ijsolstr.2005.02.001
21. Glover P. *Formation evaluation MSc Course notes (Porosity).* – 2016. – P. 43–46.
22. Haimson B., Lee H. Borehole breakouts and compaction bands in two high-porosity sandstones // *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.* – 2004. – 41. – P. 287–301. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2003.09.001
23. *Compaction localization in the Earth and the laboratory: State of the research and research directions* / D. Holcomb, J.W. Rudnicki, K.A. Issen, K. Sternlof // *Acta Geotech.* – 2007. – 2. – P. 1–15. DOI: 10.1007/s11440-007-0027-y
24. Issen K.A., Challa V. Influence of the intermediate principal stress on the strain localization mode in porous sandstone // *J. Geophys. Res.* – 2008. – 113. – B02103. DOI: 10.1029/2005JB004008
25. Issen K.A., Rudnicki J.W. Conditions for compaction bands in porous rock // *J. Geophys. Res.* – 2000. – 105. DOI: 10.1029/2000JB900185
26. Jaeger J.C., Cook N.G.W., Zimmermann R.W. *Fundamentals of rock mechanics.* – 4th ed. – Blackwell, Oxford, 2007. – 475 p.,
27. Bjorlykke K. *Petroleum geoscience: from sedimentary environments to rock physics.* – Springer-Verlag Berlin Heidelberg; Department of Geosciences University of Oslo, 2010. – 508 p.
28. *Sediment compaction and rock properties* / K. Bjorlykke, J. Jahren [et al.] // *AAPG International Conference and Exhibition.* – Cape Town, 2008.
29. Запивалов Н.П., Смирнов Г.И., Харитонов В.И. *Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике.* – Новосибирск: Гео, 2009. – 130 с.
30. *Physical properties of Cenozoic mudstones from the northern North Sea: Impact of clay mineralogy on compaction trends* / Ø. Marcussen, B.I. Thyberg, C. Peltonen, J. Jahren, K. Bjorlykke, J.I. Faleide // *AAPG Bulletin.* – 2009. – Vol. 93. – P. 127–150. DOI: 10.1306/08220808044
31. Lade P.V. Overview of constitutive models for soils / ed. by J.A. Yamamuro, V.N. Kalaijin // *Soil Constitutive Models: Evaluation, Selection, and Calibration: ASCE Geotech. Spec. Publ., 2005.* – P. 1–34, 128. DOI: 10.1061/40786(165)1
32. McGarr A. On the state of lithospheric stress in the absence of applied tectonic forces // *J. Geophys. Res.* – 1988. – 93. – P. 13, 609–613, 617. DOI: 10.1029/JB093iB11p13609
33. Mollema P.N., Antonellini M.A. Compaction bands: A structural analog for anti-mode I cracks in aeolian sandstone // *Tectonophysics.* – 1996. – 267. – P. 209–228. DOI: 10.1016/S0040-1951(96)00098-4.
34. Muir Wood D. *Soil behaviour and critical state soil mechanics.* – Cambridge: Cambridge Univ. Press, 1990. – 462 p.

35. Experimental mechanical compaction of clay mineral aggregates – changes in physical properties of mudstones during burial / N.H. Mondol, K. Bjorlykke, J. Jahren, K. Høeg // *Marine and Petroleum Geology*. – 2007. – Vol. 24. – P. 289–311. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2007.03.006

36. Гасанов А.Б., Мамедова Д.Н., Аббасов Э.Ю. Геолого-геофизическая изученность разреза ПТ Южно-Каспийской впадины (некоторые вопросы прогнозной оценки осадочного комплекса). – М.: Lambert Academic Publishing, 2017. – 109 с.

37. Olsson W.A. Theoretical and experimental investigation of compaction bands in porous rock // *J. Geophys. Res.* – 1999. – 104. – P. 7219–7228. DOI: 10.1029/1998JB900120

38. Olsson W.A. Origin of Lüders' bands in deformed rock // *J. Geophys. Res.* – 2000. – 105. – P. 5931–5938. DOI: 10.1029/1999JB900428

39. Paterson M.S., Wong T.-F. Experimental rock deformation – the brittle field. – 2nd ed. – Berlin: Springer, 2005. – 347 p.

40. Mineralogical control on mudstone compaction; a study of Late Cretaceous to early Tertiary mudstones of the Voring and More Basins, Norwegian Sea / C. Peltonen, O. Marcussen, K. Bjorlykke, J. Jahren // *Petroleum Geoscience*. – 2008. – Vol. 14/2. – P. 127–138. DOI: 10.1144/1354-079308-758

41. Schultz R.A., Okubo C.H., Fossen H. Porosity and grain size controls on compaction band formation in Jurassic Navajo Sandstone // *Geophysical Research Letters*. – 2010. – Vol. 37. – L22306. DOI: 10.1029/2010GL044909

42. Rudnicki J.W. Shear and compaction band formation on an elliptic yield cap // *J. Geophys. Res.* – 2004. – 109. – B03402. DOI: 10.1029/2003JB002633

43. Sargent K.A., Hansen S.E. Bedrock geologic map of the Kaiparowits coal-basin area, Utah, U.S. Geol. Surv. Misc. Invest. Map, I-1033-I. – 1982. DOI: 10.3133/i1033i

44. Relationships between sequence stratigraphy, mineralogy and geochemistry in Cenozoic sediments of the northern North Sea / B.I. Thyberg, H. Jordt, K. Bjorlykke, J.I. Faleide // *Geological Society, London, Special Publications*. – 2000. – Vol. 167. – P. 245–272. DOI: 10.1144/GSL.SP.2000.167.01.10

References

1. Anderson E.M. The dynamics of faulting. 2nd ed. Edinburgh, Oliver and Boyd, 1951, 206 p.

2. Aydin A., Borja R.I., Eichhubl P. Geological and mathematical framework for failure modes in

granular rock. *J. Struct. Geol.*, 2006, 28, pp.83-98. DOI: 10.1016/j.jsg.2005.07.008

3. Bésuelle P., Rudnicki J.W. Localization: Shear bands and compaction bands, in mechanics of fluid-saturated rocks. *International Geophysics*. Ed. by Y. Guéguen, M. Boutéca. Amsterdam, Elsevier, 2004, 89, pp.219-321. DOI: 10.1016/S0074-6142(03)80021-9

4. Bjorlykke K. Effects of compaction processes on stresses, faults, and fluid flow in sedimentary basins; examples from the Norwegian Margin. *Geological Society Special Publications*, 2006, vol.253 (1), pp.359-379. DOI: 10.1144/GSL.SP.2006.253.01.19

5. Bjorlykke K., Jahren J., Mondol N.H. Mechanical and chemical compaction processes in siliceous and carbonate rocks; a comparison. *International Geological Congress Abstracts – Congres Geologique International Resumes*, 2004, vol.1, 163 p.

6. Bjorlykke K., Grande L., Kjeldstad A. Properties of faults in subsiding sedimentary basins; examples from the Haltenbanken offshore Norway and the North Sea. AAPG, 2004, available at: <http://www.searchanddiscovery.com/documents/abstracts/hedberg2004austin/short/bjorlykke.htm> (accessed 12 January 2019).

7. Bjorlykke K., Gundersen Y.G., Jahren J. Compaction driven fluid flow in overpressured compartments. *Annual Meeting Expanded Abstracts AAPG*, 2004, vol.13, 14 p.

8. Bjorlykke K. Clay mineral diagenesis in sedimentary basins; a key to the prediction of rock properties, examples from the North Sea Basin. *Clay Minerals*, 1998, vol.33/1, pp.15-34. DOI: 10.1180/claymin.1998.033.1.03

9. Levchuk M.A., Bukreeva G.F. O sortirovannosti terrigenykh osadkov i velichinakh, usredniaiushchikh granulometricheskii sostav [On the sorting of terrigenous sediments and the values averaging the particle size distribution]. *Geotsiklichnost*. Novosibirsk, IGI, 1976.

10. Romanovskii S.I. Primenenie teorii informatsii dlia resheniia nekotorykh zadach litologii [Application of information theory to solve some problems of lithology]. *Matematicheskie metody v geologii*. Leningrad, VSEGEI, 1968, pp.75-92.

11. Bump A.P., Davis G.H. Late cretaceous-early tertiary laramide deformation of the northern Colorado Plateau, Utah and Colorado. *J. Struct. Geol*, 2003, 25, pp.421-440. DOI:10.1016/S0191-8141(02) 00033-0

12. Chan M.A., Netoff D., Blakey R.C., Kocurek G., Alvarez W. Clastic-injection pipes and syndepositional deformation structures in Jurassic

aeolian deposits: Examples from the Colorado Plateau, in *Sand Injectites: Implications for Hydrocarbon Exploration and Production*. Ed. by A. Hurst, J.A. Cartwright. *AAPG Mem.*, 2007, 87, pp.233-244. DOI: 10.1306/1209867M871350

13. Chuhan F.A., Kjeldstad A., Bjørlykke K., Hoeg K. Experimental compression of loose sands; relevance to porosity reduction during burial in sedimentary basins. *Canadian Geotechnical Journal = Revue Canadienne de Geotechnique*, 2003, vol.40/5, pp.995-1011. DOI: <http://dx.doi.org/10.1139/T03-050>

14. Chuhan F.A., Kjeldstad A., Bjørlykke K., Hoeg K. Porosity loss in sand by grain crushing; experimental evidence and relevance to reservoir quality. *Marine and Petroleum Geology*, 2002, vol.19/1, pp.39-53. DOI: 10.1016/S0264-8172(01)00049-6

15. Croize D., Bjørlykke K., Dysthe D.K., Renard F., Jahren J. Deformation of carbonates, experimental mechanical and chemical compaction. *Geophysical Research Abstracts*, 2008, vol.10.

16. Cuss R.J., Rutter E.H., Holloway R.F. The application of critical state soil mechanics to the mechanical behavior of porous sandstones. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.*, 2003, 40, pp.847-862. DOI: 10.1016/S1365-1609(03)00053-4

17. Davis R.O., Selvadurai A.P.S. *Plasticity and geomechanics*. Cambridge: Cambridge Univer. Press, 2002, 287 p. DOI: 10.1017/CBO9780511614958

18. Doelling H.H., Willis G.C. *Geologic map of the Smoky Mountain 30'x60' quadrangle, Kane and San Juan Counties, Utah, and Coconino County, Arizona, Utah Geol. Surv., Salt Lake City, 2006.*

19. Fossen H., Schultz R.A., Shipton Z.K., Mair K. Deformation bands in sandstone: A review. *J. Geol. Soc.*, 2007, 164, pp.755-769. DOI: 10.1144/0016-76492006-036

20. Grueschow E., Rudnicki J.W. Elliptic yield cap constitutive modeling for high porosity sandstone. *Int. J. Solids Struct.*, 2005, 42, pp.4574-4587. DOI: 10.1016/j.ijsolstr.2005.02.001

21. Glover P. Formation evaluation MSc Course notes (Porosity), 2016, pp.43-46.

22. Haimson B., Lee H. Borehole breakouts and compaction bands in two high porosity sandstones. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.*, 2004, 41, pp.287-301. DOI: 10.1016/j.ijrmmms.2003.09.001

23. Holcomb D., Rudnicki J.W., Issen K.A., Sternlof K. Compaction localization in the Earth and the laboratory: State of the research and research directions. *Acta Geotech.*, 2007, 2, pp.1-15. DOI: 10.1007/s11440-007-0027-y

24. Issen K.A., Challa V. Influence of the intermediate principal stress on the strain localization

mode in porous sandstone. *J. Geophys. Res.*, 2008, 113, B02103. DOI: 10.1029/2005JB004008

25. Issen K.A., Rudnicki J.W. Conditions for compaction bands in porous rock. *J. Geophys. Res.*, 2000, 105. DOI: 10.1029/2000JB900185

26. Jaeger J.C., Cook N.G.W., Zimmermann R.W. *Fundamentals of rock mechanics*. 4th ed. Blackwell, Oxford, 2007, 475 p.

27. Bjørlykke K. *Petroleum geoscience: from sedimentary environments to rock physics*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg; Department of Geosciences University of Oslo, 2010, 508 p.

28. Bjørlykke K., Jahren J. et al. *Sediment compaction and rock properties. AAPG International Conference and Exhibition*. Cape Town, 2008.

29. Zapivalov N.P., Smirnov G.I., Kharitonov V.I. *Fraktaly i nanostruktury v neftegazovoi geologii i geofizike [Fractals and nanostructures in oil and gas geology and geophysics]*. Novosibirsk, Geo, 2009, 130 p.

30. Marcussen Ø., Thyberg B.I., Peltonen C., Jahren J., Bjørlykke K., Faleide J.I. Physical properties of Cenozoic mudstones from the northern North Sea: Impact of clay mineralogy on compaction trends. *AAPG Bulletin*, 2009, vol.93, pp.127-150. DOI: 10.1306/08220808044

31. Lade P.V. Overview of constitutive models for soils. Ed. by J.A. Yamamuro, V.N. Kalaihin. *Soil Constitutive Models: Evaluation, Selection, and Calibration: ASCE Geotech. Spec. Publ.*, 2005, pp.1-34, 128. DOI: 10.1061/40786(165)1

32. McGarr A. On the state of lithospheric stress in the absence of applied tectonic forces. *J. Geophys. Res.*, 1988, 93, pp.13, 609-613, 617. DOI: 10.1029/JB093iB11p13609

33. Mollema P.N., Antonellini M.A. Compaction bands: A structural analog for anti-mode I cracks in aeolian sandstone. *Tectonophysics*, 1996, 267, 209-228. DOI: 10.1016/S0040-1951(96)00098-4.

34. Muir Wood D. *Soil behaviour and critical state soil mechanics*. Cambridge, Cambridge Univ. Press, 1990, 462 p.

35. Mondol N.H., Bjørlykke K., Jahren J., Høeg K. Experimental mechanical compaction of clay mineral aggregates – changes in physical properties of mudstones during burial. *Marine and Petroleum Geology*, 2007, vol.24, pp.289-311. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2007.03.006

36. Gasanov A.B., Mamedova D.N., Abbasov E.I. *Geologo-geofizicheskaia izuchennost razreza PT Iuzhno-Kaspiiskoi vpadiny (nekotorye voprosy prognoznoi otsenki osadochnogo kompleksa) [Geological and geophysical exploration of the transverse section of the South Caspian basin (some issues of the forecast*

assessment of the sedimentary complex)]. Moscow, Lambert Academic Publishing, 2017, 109 p.

37. Olsson W.A. Theoretical and experimental investigation of compaction bands in porous rock. *J. Geophys. Res.*, 1999, 104, pp.7219-7228. DOI: 10.1029/1998JB900120

38. Olsson W.A. Origin of Lüders' bands in deformed rock. *J. Geophys. Res.*, 2000, 105, pp.5931-5938. DOI: 10.1029/1999JB900428

39. Paterson M.S., Wong T.-F. Experimental rock deformation – the brittle field. 2nd ed. Berlin: Springer, 2005, 347 p.

40. Peltonen C., Marcussen O., Bjørlykke K., Jahren J. Mineralogical control on mudstone compaction; a study of Late Cretaceous to early Tertiary mudstones of the Voring and More Basins, Norwegian Sea. *Petroleum Geoscience*, 2008, vol.14/2, pp.127-138. DOI: 10.1144/1354-079308-758

41. Schultz R.A., Okubo C.H., Fossen H. Porosity and grain size controls on compaction band formation in Jurassic Navajo Sandstone. *Geophysical Research Letters*, 2010, vol.37, L22306. DOI: 10.1029/2010GL044909

42. Rudnicki J.W. Shear and compaction band formation on an elliptic yield cap. *J. Geophys. Res.*, 2004, 109, B03402. DOI: 10.1029/2003JB002633

43. Sargent K.A., Hansen S.E. Bedrock geologic map of the Kaiparowits coal-basin area, Utah, U.S. Geol. Surv. Misc. Invest. Map, I-1033-I. 1982. DOI: 10.3133/i1033I

44. Thyberg B.I., Jordt H., Bjørlykke K., Faleide J.I. Relationships between sequence stratigraphy, mineralogy and geochemistry in Cenozoic sediments of the northern North Sea. *Geological Society, London, Special Publications*, 2000, vol.167, pp.245-272. DOI: 10.1144/GSL.SP.2000.167.01.10

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Гасанов А.Б., Аббасова Г.Г. Оценка фрактальной структуры и стохастического распределения поровых пустот нефтеносных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19, №3. – С.228–239. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.3

Please cite this article in English as:

Hasanov A.B., Abbasova G.G. Estimation of the fractal structure and porous stochastic distribution in oil-bearing reservoirs. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol.19, no.3, pp.228-239. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.3