

С.Ф. Поверенный, А.И. Лурье

РАЗМЕРЫ ПОР ПЕСЧАНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА ДДВ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ

В зависимости от размеров пор горная порода может менять свои свойства от коллектора до флюидопора. В отличие от массово определяемой пористости, определение размеров пор производится редко, что приводит к дефициту информации такого рода. В данной работе на основании обработки большого количества имеющегося фактического материала по изучению структуры порового пространства методами полупроницаемой мембраны и центрифугирования сделана попытка оценить возможный диапазон размеров пор песчаных коллекторов юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ), установить связь размера пор с возрастом, глубиной залегания, размерами породообразующих зёрен и проницаемостью коллектора. Результаты работы позволят во многих случаях объяснить особенности строения полей проницаемости месторождений, связанные с повышенными значениями проницаемости при сравнительно небольшой пористости. Отсутствие значимого уменьшения диаметров поровых каналов при переходе к глубокозалегающим древним породам благоприятно скажется на прогнозе газоносности больших глубин. Эти и другие результаты работы могут быть использованы в ходе решения вопросов разведки и добычи углеводородов, прогноза нефтегазоносности больших глубин и других сторон нефтегазового дела.

Ключевые слова: порода-коллектор, поровое пространство, структура порового пространства, структура породы-коллектора, размер пор, проницаемость, размер пор и проницаемость.

Постановка проблемы. При проектировании разработки месторождений большое значение имеет информация о строении полей проницаемости. Если отвлечься на время от трещиноватости, широко распространённой в зоне глубинного катагенеза, поровая проницаемость коллекторов зависит, прежде всего, от величины открытой пористости и преобладающего размера пор. Определение пористости входит в стандартный комплекс исследований кернового материала [18], составляет обязательный компонент интерпретации материалов геоинформационной системы (ГИС), что обуславливает относительное обилие информации. Определение размера пор пород-коллекторов по керну выполняется гораздо реже, определение по ГИС вообще затруднительно и это объясняет относительную бедность информации о размерах пор и влиянии размера пор на проницаемость.

Анализ предыдущих работ по проблеме. Первые практические методики изучения структуры порового пространства появились в работах 40-50-х годов. Наибольшее внимание структуре порового пространства горных пород, под которой понимается распределение пор по размерам и количественное содержание пор разных размеров, а также связи структуры с проницаемостью пород, уделено в классических работах А.А. Ханина [20], М.И. Колосковой [7], И.А. Мухаринской [15], Ф.И. Котяхова [8] и других авторов. Работы выполнены в 60-х – в 70-х годах в основном методом полупроницаемой мембраны. Все они, кроме работ И.А. Мухаринской, непосредственно не касаются пород юго-востока ДДВ. В последующем были сделаны попытки использовать полученные данные в практических целях [15] и, поскольку эти попытки были не слишком удачны, последовал спад интереса к структурным исследованиям порового пространства. Публикации встречаются реже, информация о структуре порового пространства носит вспомогательный характер [1]. К сожалению, не занимались этим вопросом сотрудники ВНИГНИ, выпустившие методические указания [13], которые стали основой для практически всех нормативных материалов в области исследований кернового материала. Для определения структурных характеристик начинают использовать центрифугу [1, 16]. Из сравнительно новых работ, посвящённых именно структурным

© С.Ф. Поверенный, А.И. Лурье, 2018

исследованиям порового пространства, можно указать [6, 10, 16]. Данная работа выполнена в лаборатории литофизических исследований УкрНИИгаза, в своё время возглавляемой И.А. Мухаринской. Научным руководителем последней был А.А. Ханин и лаборатория в целом унаследовала его подходы и конкретные методики. Со временем классическую капилляриметрию стало вытеснять центрифугирование, накопилось определённое количество материала, изменились поступающие на исследования коллектора – вместо слабо затронутых постседиментационными преобразованиями пород красноватой толщи стали поступать интенсивно катагенезированные глубинные породы. Возрос интерес к поровым характеристикам коллекторов в связи с работами по интенсификации притоков (в частности с помощью гидроразрыва пласта (ГРП)) и вопросами совершенствования методов разработки месторождений. Всё это вместе взятое заставляет вернуться к структурным особенностям коллекторов и рассмотреть накопившийся за последнее время материал.

Цель работы. В литофизической лаборатории УкрНИИгаза в течение долгого времени периодически выполнялись определения структуры порового пространства методом полупроницаемой мембраны и методом центрифугирования. Целью данной работы было рассмотрение всего накопленного материала, определение возможного диапазона пор песчаных пород Юго-Восточной части ДДВ, определение связи размера пор с возрастом, глубиной залегания коллектора, размерами породообразующих зёрен и связи размера пор с проницаемостью коллектора. Частично тема затрагивалась в работе [10], но в данной работе использован более обширный материал, рассмотренный под несколько другим углом зрения.

Методика исследований. Кратко охарактеризуем и сравним использованные методы, которые относятся к наиболее часто применяемым в лабораторной практике.

Метод *полупроницаемой мембраны* (капилляриметр) традиционно считается более обоснованным и, вследствие этого, более достоверным. Это его главный плюс, в сравнении с методом центрифугирования. Преимуществом капилляриметра является также то, что он позволяет разделять крупные поры, неразличимые на центрифуге, и не создаёт значительных нагрузок на образец в ходе анализа. Главным и принципиальным минусом является длительность опыта, достигающая 3-4 недель для низкопроницаемых пород. За это время проявляется действие многих второстепенных факторов, обычно не учитываемых в расчётах (колебания температур, давлений, нестабильность прибора и т. д.) которые ведут к плохой воспроизводимости результата и снижают достоверность определения. Вторым, но преодолимым минусом является необходимость применения мембран с большим давлением прорыва, которые перестали быть высоким дефицитом только в последнее время. Данная работа выполнялась на индивидуальном капилляриметре с мембранами на давление прорыва 1,5-2 атм. Всё вышесказанное наложило отпечаток на проведенные капилляриметрические исследования и ограничило минимальный диаметр определяемых пор 2-мя мкм. При обработке все поры, с диаметром менее 2 мкм отнесены в нерасчленённую группу «<2 мкм».

Метод *центрифугирования* вошёл в лабораторную практику как метод ускоренного, приближённого определения остаточной воды, режим которого устанавливался по капилляриметру [20]. Постепенно была разработана методика пересчёта центробежной силы в капиллярные давления, и метод стал применяться и для определения структуры порового пространства. Ряд авторов приводил доводы в пользу того, что результаты центрифугирования нельзя использовать для построения распределения пор по размерам [13], а значит и для определения медианного диаметра, но все сомнения преодолеваются главным преимуществом метода – скоростью, позволяющей при известной организованности, на центрифуге с ротором на 8 стаканов получать 16 определений в день. Благодаря этому преимуществу, метод центрифугирования постепенно становится основным методом определения как остаточной воды, так и структуры порового пространства [14, 16]. Формулы пересчёта центробежной силы в капиллярные давления, как и методики работы в разных источниках несколько разнятся

[3, 13, 17, 20], в наших исследованиях принята методика, описанная в госстандарте [3]. Работа выполнена в основном на рефрижераторной центрифуге РС-6. Минимальный диаметр определяемых пор составляет 0,3 мкм. Незначительное число образцов исследовалось на центрифуге LC, где минимальный определяемый диаметр составлял 0,5 мкм. Следует отметить два недостатка метода центрифугирования. Во-первых, вследствие того, что скорость вращения применяемых центрифуг очень плохо регулируется в диапазоне 0-500, а у некоторых и в диапазоне 0-1000 об/мин, центрифуга плохо подходит для выделения крупных пор, где капиллярные давления очень малы. Во-вторых, при центрифугировании создаются значительные механические нагрузки на образец, вследствие чего она плохо подходит для работы с рыхлыми, слабосцементированными коллекторами, разрушающимися в ходе работы.

Следует иметь в виду, что практически весь объём исследований структуры порового пространства обоими методами выполнен до того, как в лабораторную практику было введено определение такого важного параметра, как смачиваемость. Вследствие этого, в расчётах краевые углы смачивания везде приняты за 0°, а косинусы угла смачивания – за единицу. Такой подход широко применялся как в классике капилляриметрических исследований [20], так и в более современных работах [6]. Это упрощение, безусловно, повлияло на правильность определения медианного диаметра. Однако определение смачиваемости согласно стандартной методике [4] представляет собой достаточно трудоёмкий процесс, выполняется лишь периодически и ждать, пока накопится нужное количество материала, придётся очень долго. Кроме того, нет серьёзной теоретической проработки вопроса и достоверность получаемых значений смачиваемости вызывает сомнения. Исходя из вышеизложенного, принято решение в данной работе провести обобщение материала без учёта этого важного параметра.

Кратко охарактеризовав применяемые методы, перейдём к рассмотрению результатов их применения.

Изложение основного материала. Теоретическая модель. Для того чтобы теоретически оценить возможные размеры пор песчаников различных гранулометрических типов, связь их с размером зерна и влияние диаметра пор на проницаемость воспользуемся моделью плотнейшей шаровой упаковки (ПШУ). И гексагональная (двухрядная), и кубическая (трёхрядная) упаковки имеют пористость 26%. Пористость образована совокупностью октаэдрических и тетраэдрических пустот. Тетраэдрические пустоты вдвое меньше по объёму, но их вдвое больше. Размер пустот, под которым понимается максимальный диаметр шара, который можно вписать в эту пустоту, зависит от диаметра шаров, образующих ПШУ. Размер октаэдрической пустоты равен 0,441 R, где R – радиус шара, образующего ПШУ, размер тетраэдрической – 0,225 R [2]. Задав ширину диаметра шара, можно рассчитать размеры пустот, а затем, зная пористость ПШУ, рассчитать проницаемость упаковки по формуле $k=0,26d/32,65$, где k – проницаемость в дарси, d – диаметр пор в мм. Расчётная формула получена в результате преобразования широко известной формулы для расчёта среднего диаметра пор: $d=5,714(k/m)^{0,5}$, где d – средний диаметр пор в мкм, k – проницаемость в дарси, m – пористость в долях единицы [8,19].

Рассмотрим изменчивость размеров пор и проницаемости по ПШУ, отвечающим по размеру основным гранулометрическим фракциям песчаных пород (таблица 1).

Таблица 1.

Фракция	Размеры от-до, (мм)	Средний диаметр зерна, мм	Диаметр октаэдр. пустот, мм	Диаметр тетраэдр. пустот, мм	Средний диаметр пустот, мм	Кпр (дарси)	К роста
1	2	3	4	5	6	7	8
т/з	0,05-0,1	0,075	0,033	0,0168	0,022	3,85	
м/з	0,1-0,25	0,175	0,077	0,0394	0,052	21,5	5,6
с/з	0,25-0,5	0,375	0,165	0,0844	0,111	98,1	4,6
к/з	0,5-1,0	0,750	0,330	0,1688	0,222	392,5	4,0
г/з	1,0-2,0	1,5	0,662	0,3376	0,446	1584,0	4,0

Столбец 1 содержит название фракции, столбец 2 – её размеры от-до в мм; столбец 3 – средний диаметр зёрен данной фракции в мм. Столбцы 4 и 5 содержат значения расчётных диаметров соответственно октаэдрических и тетраэдрических пор. Столбец 6 – средневзвешенное значение диаметра пустот данной фракции в мм (с учётом двойного количественного превосходства тетраэдрических пустот). Столбец 7 содержит расчётные значения проницаемости по каналам данного диаметра, а столбец 8 – коэффициент, показывающий рост проницаемости при переходе от каждой более мелкозернистой фракции к более крупнозернистой.

Из рассмотрения таблицы видно, что средневзвешенные размеры пор составляют примерно треть (30%), а максимальные (размеры октаэдрических пустот) – почти половину (44%) от размера зёрен, слагающих ПШУ. С увеличением размера зерна, слагающего ПШУ, линейно растёт и средний, и максимальный размер её пор (рис.1), отношение между максимальным и средним размером остаётся тем же (1,5), но разность между ними в абсолютном выражении возрастает.

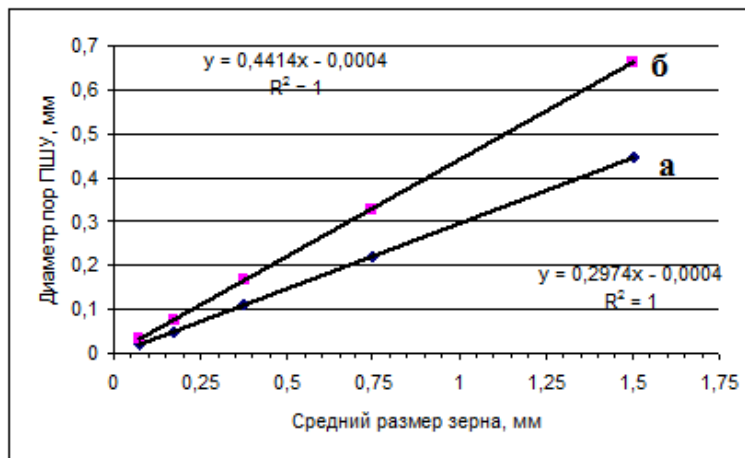


Рис. 1. Зависимость средних (а) и максимальных (б) размеров пор ПШУ от размеров образующих её зёрен

Проницаемость упаковок зависит от диаметра пор, а значит и диаметра образующих ПШУ шаров, возрастая в степенной зависимости, близкой к квадратичной и показанной на рис. 2, где по абсциссе отложен средневзвешенный диаметр пустот разных фракций, а по ординате – расчётные значения проницаемости в дарси.

Так же (с другими числовыми значениями по оси абсцисс) выглядит график зависимости проницаемости от размера зёрен, слагающих ПШУ. В этом случае зависимость аппроксимируется уравнением $y=702,17x^{2,0069}$ при $R^2=1$. Найденные уравнения позволяют рассчитать значение проницаемости для ПШУ с заданным размером зёрен или пор.

Как видно из таблицы, проницаемость ПШУ зёрен грубозернистой фракции в 411 раз больше проницаемости ПШУ зёрен тонкозернистой фракции при той же пористости, равной 26%. Возрастание размера зёрен на градацию вызывает увеличение проницаемости в 4-5,6 раза. Если принять проницаемость ПШУ тонкозернистой фракции за 1, то проницаемость ПШУ мелкозернистой фракции составит 5,6, среднезернистой – 25,5, крупнозернистой – 101,9 и грубозернистой – 411,4.

Абсолютные проницаемости ПШУ очень велики и для грубых фракций приближаются к трещинной проницаемости, что подтверждает принципиальную возможность образования не только трещинного, но и порового суперколлектора [9].

Итак, в ПШУ с увеличением размера зерна пористость не меняется, но растёт размер пустот, которые составляют: средние – примерно треть (30%), максимальные –

примерно половину (44%) от размера зерна. Увеличение размера пустот обуславливает увеличение проницаемости, которая растёт прямо пропорционально квадрату диаметра пор и квадрату диаметра зёрен, образующих ПШУ.

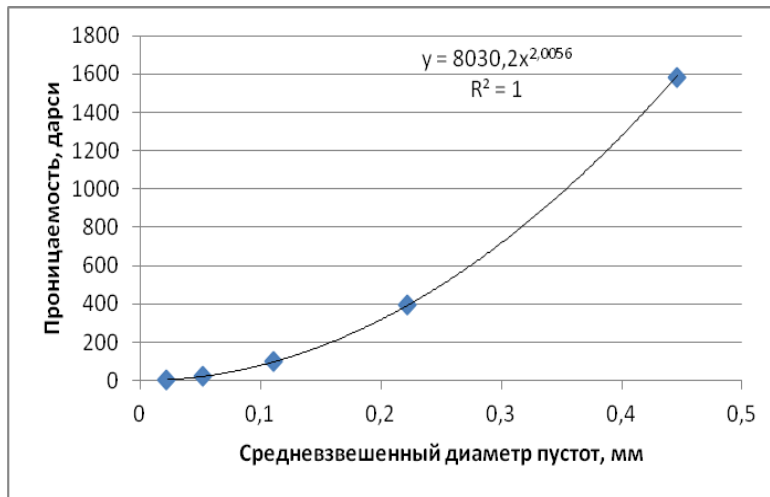


Рис. 2. Зависимость проницаемости от диаметра пор ПШУ

Материалы лабораторных исследований. Как всё вышеописанное будет выглядеть в реальной породе? Ближе всего к модели ПШУ будет сыпучий, несцементированный, хорошо сортированный и окатанный песок. Здесь можно ожидать близость размеров пор к порам ПШУ и проявления зависимости проницаемости как от диаметра пор, так и от диаметра частиц, причём тем больше, чем лучше сортировка и окатанность. При переходе к сцементированным песчаникам, ожидается уменьшение размера пор, снижение пористости и обусловленное как тем, так и другим снижение проницаемости вследствие влияния цемента, заполняющего поры и создающего поровое пространство принципиально другой геометрии.

Каковы же *размеры пор реальных песчаников* юго-востока ДДВ и сохраняется ли для них связь размера пор с размером зёрен и зависимость проницаемости от размера пор и размера породообразующих зёрен?

В ходе работы рассмотрены характеристики без малого 300 образцов песчаников 39 различных месторождений юго-восточной части ДДВ. Исследовались образцы, отобранные с северо-запада на юго-восток от Яблунковского до Дробышевского месторождений в пределах ДДВ и до Марковского месторождения на северных окраинах Донбасса. В поперечном разрезе представлены месторождения северного борта (Шейковская площадь, Юльевское, Скворцовское месторождения и др.), северной прибортовой зоны (Бельское, Котелевское, Березовское, Коломакское и др. месторождения), зоны центрального грабена (Машевское, Чутовское, Ланновское, Зап. Сосновское, Кобзевское и др.) и южной прибортовой зоны (Ульяновское, Богатойское, Вост. Новосёлковское и др.). Результаты по некоторым образцам были по разным причинам отбракованы и все выводы сделаны на основании коллекции из 265 образцов. В частных сопоставлениях число образцов может быть несколько меньшим, поскольку не по всем удалось восстановить полные данные. Образцы отобраны из отложений, возраст которых варьирует от картамышской свиты нижней перми до фаменского яруса верхнего девона. Глубина отбора изученных образцов – от 695 до 5941 м, зернистость песчаников – от тонкозернистых до грубозернистых, открытая пористость – от 5,6 до 29,9%, газопроницаемость – от <0,01 до 3492 мД.

Медианные диаметры изученных образцов колеблются от 0,33 до 41,5 мкм, при этом в составе распределения по конкретной породе могут участвовать поры до 100 мкм

и более. Принимая породу гидрофильной и толщину плёнки связанной воды равной 0,5 мкм [12, 15], минимальный диаметр фильтрующих пор оценим в 1 мкм. Тогда медианные диаметры фильтрующих пор изученных песчаников составят от 1 до 42 мкм.

Распределение медианных диаметров по частотам встречаемости, возрастам, глубинам и гранулометрическим типам песчаников.

Графически распределение медианных диаметров по частотам встречаемости изображено на рис. 3, который показывает, что чаще всего были встречены диаметры от 0,33 до 8 мкм (более 70% случаев). Основные статистики распределения: среднее равно 7,5 мкм, стандартное отклонение – 8,6, медиана – 3,2, мода – 2. При этом надо учитывать, что при построении распределения вся нерасчленённая группа «<2 мкм» условно засчитана как имеющая медианный диаметр 2 мкм. Другими словами, какая-то часть из 122 образцов, отнесенных к группе 0,3-2,9 мкм, могла бы пополнить группу 0-0,3 мкм, но эта часть невелика.

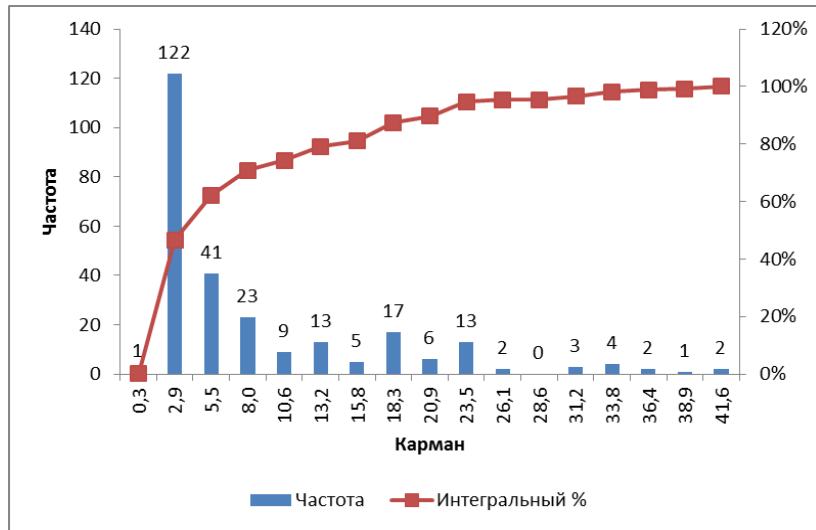


Рис. 3. Распределение медианных диаметров по частоте встречаемости

Распределение образцов и значений их медианных диаметров по возрастам представлено в табл. 2 и на рис.4. Как видно из табл. 2 и рис. 4, снижения медианных диаметров с возрастом не наблюдается – наибольшие значения и средних, и максимальных диаметров отмечены у образцов, отобранных из наиболее древних пород – D_{3fm}. Следовательно, можно ожидать, что крупнопоровые коллектора мы можем встретить в отложениях любых возрастов.

Таблица 2.

P_{1kt}	$C_3 kt$	C_3^3	C_3^2	C_2m	c_2b	C_1S	C_1V	C_1t	D_3fm
<u>2-33,5</u> 9,2(8)	<u>1,1-21,0</u> 8,9 (6)	<u>0,8-6,1</u> 2,5 (45)	<u>0,4-5,6</u> 1,5 (20)	<u>0,33-31,5</u> 4,5 (38)	<u>0,42-21,4</u> 5,9 (38)	<u>0,53-41,0</u> 12,6 (48)	<u>1,1-24</u> 7,7 (34)	<u>2,0-35</u> 11,7(13)	<u>2-41,5</u> 16,3 (8)
3,1	2,3	17,4	7,8	14,7	14,7	18,6	13,2	5,0	3,1

Примечания: 1) средняя строчка – в числителе значения медианных диаметров в мкм от-до, в знаменателе – средние по указанному в скобках числу образцов. 2) Нижняя строчка – процент образцов, отобранных из отложений данного возраста от общего числа образцов (248 шт).

Относительно крупнопоровых коллекторов в P_{1kt} нужно заметить, что основная масса определений по образцам данного возраста сделана до выделения C_3kt и, скорее всего, относится именно к картамышу верхнего карбона. Однако, поскольку мы не располагаем результатами стратиграфической перепривязки образцов, приводим их в

той стратиграфической принадлежности, в какой они были на момент лабораторного определения. Не совсем ясна причина отсутствия крупнопоровых коллекторов в отложениях араукаритовой и авиловской свит верхнего карбона, где они должны бы быть. Суммарное количество образцов по этим свитам равно 65 штук, четверть изученной коллекции (25,2%), и не понятно, почему они не попали в поле зрения. Возможно, это связано с недостаточно объективным принципом отбора образцов.

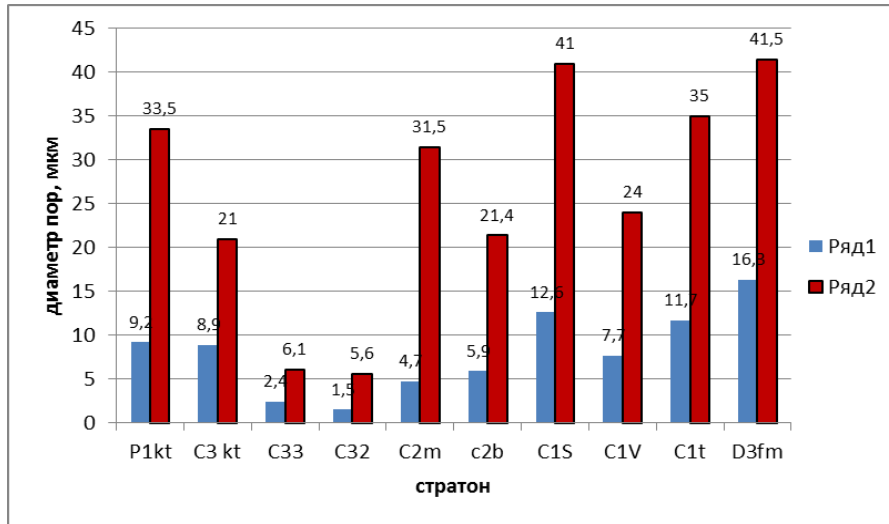


Рис. 4. Распределение медианных диаметров по возрастам
Ряд 1 – средние, ряд 2 – максимальные значения медианных диаметров

Распределение образцов и значений их медианных диаметров по глубинам отбора показано на рис. 5. Как видно из рисунка, резко выраженного снижения размеров пор с глубиной не наблюдается. Максимальный размер пор отмечен у песчаника, отобранного на глубине 3579 м. Можно предположить, что на всех, доступных на данный момент глубинах, мы можем встретить крупнопоровые коллектора.

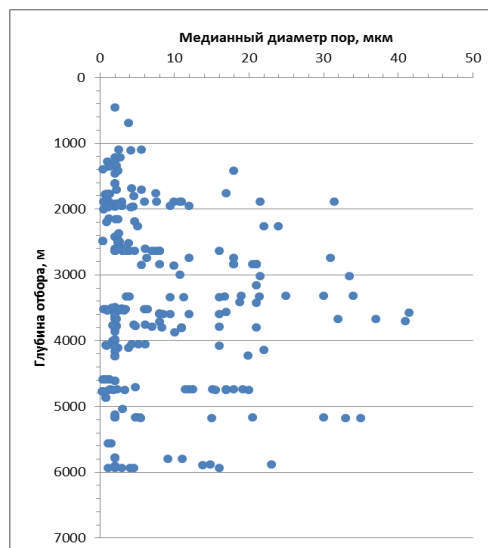


Рис. 5. Распределение медианных диаметров пор изученных образцов (265 шт.) по глубинам отбора

Происхождение этой крупной пористости может быть различным: в отложениях, находящихся на стадии раннего катагенеза, – это, скорее всего, первичная пористость; в отложениях, находящихся на стадии глубинного катагенеза, – это может быть как реликтовая первичная, так и вторичная пористость, но в данном контексте важен её размер, который в сочетании даже с небольшой относительно пористостью может обеспечить проницаемость породы-коллектора.

Распределение по гранулометрическим типам пород показано в табл. 3 и на рис. 6. Следует иметь в виду, что отнесение образцов к тому или иному гранулометрическому типу произведено на основе визуального определения зернистости.

Таблица 3.

<i>т/з</i>	<i>м/з</i>	<i>с/з</i>	<i>к/з</i>	<i>г/з</i>	
<u>1,1-22,0</u> 5,8 (16)	<u>0,42-37</u> 6,5 (104)	<u>0,33-41,0</u> 7,5 (64)	<u>0,4-35</u> 10,0(53)	<u>0,83-41,5</u> 14,4 (8)	Всего: 245 шт.
6,5	42,4	26,1	21,6	3,3	Σ=99,9%

Примечания: 1) средняя строчка – в числителе значения медианных диаметров в мкм от-до, в знаменателе – средние по указанному в скобках числу образцов. 2) Нижняя строчка – процент образцов данного гранулометрического типа от общего числа образцов.

Как видно из табл. 3, основным объектом исследований были мелкозернистые песчаники (42,4%), что отвечает распространённости гранулометрических типов в природе. На втором и третьем местах среднезернистые (26,1%) и крупнозернистые (21,6%) песчаники, доля тонко- и грубозернистых невелика (в сумме менее 10%). Во всех размерных фракциях песчаников встречается минимальный размер менее 1 мкм, обусловленный плотностью укладки и степенью цементации породы.

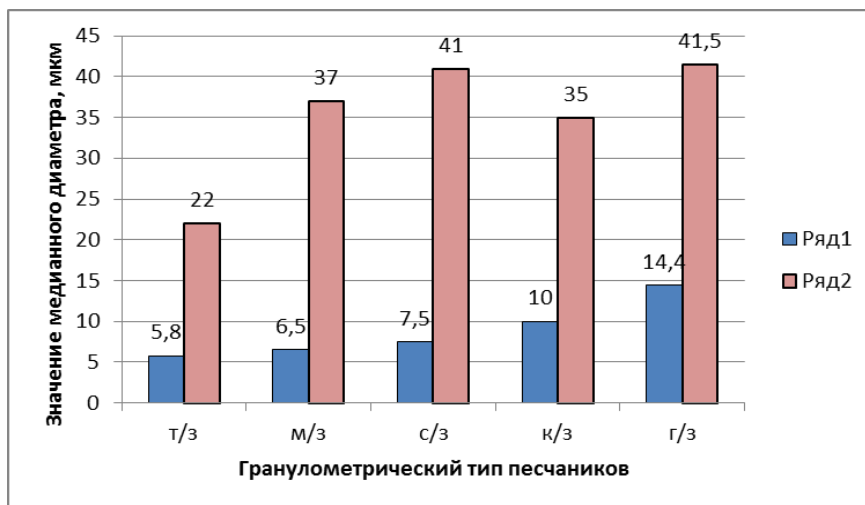


Рис. 6. Распределение медианных диаметров пор по гранулометрическим типам песчаников. Ряд 1 – средние, ряд 2 – максимальные

Средний медианный диаметр пор, с укрупнением зерна песчаников, растёт от 5,9 до 14,4 мкм в абсолютном выражении, но понижается от 7,9% для тонкозернистых песчаников до 1% для грубозернистых песчаников в относительном выражении (% от размера зёрен).

Максимальный диаметр возрастает от тонкозернистых к среднезернистым песчаникам, дальше рост прекращается. Для крупнозернистых песчаников наблюдается даже некоторое снижение размеров, а различие между средне- и грубозернистыми

песчаниками составляет 0,5 мкм, что практически равно нулю, учитывая погрешности измерения. Объяснить это можно тем, что в грубозернистых (да и в крупнозернистых) песчаниках очень часто скелет из грубого зерна имеет наполнитель из зёрен более мелкой фракции, который уже цементируется каким-то цементом. В таких случаях мы размеры пор должны соотносить с более мелкой размерной фракцией зёрен наполнителя. В относительном выражении максимальный медианный диаметр пор, с возрастанием размера зёрен, снижается от 29,3% для тонкозернистых песчаников до 2,8% для грубозернистых песчаников.

Сравним отношения между размерами породообразующих зёрен и размерами пор реальных песчаников с таковыми отношениями в ПШУ тех же гранулометрических фракций, обратившись к табл. 4. Из таблицы видно, что средний и максимальный размеры пор ПШУ также растут с ростом размера породообразующих зёрен в абсолютном выражении, но остаются постоянными в относительном выражении (примерно 30 и 44% соответственно). Чем крупнее зерно реального песчаника, тем меньше его поры относительно пор ПШУ той же размерности. Так, средний размер пор тонкозернистого песчаника составляет 0,27 размера пор тонкозернистой ПШУ, а поры грубозернистого песчаника – всего 0,034 от пор грубозернистой ПШУ.

Чаще всего из характеристик породы-коллектора мы имеем размер породообразующего зерна, который при некотором навыке можно довольно точно определить визуально даже во время полевого описания. Используя данные приведенных таблиц можно оценить средний размер пор песчаников, встречаемых в реальных породах продуктивного разреза юго-восточной части ДДВ и предел возможного размера пор, в качестве которого используем поры ПШУ нужной фракции.

Таблица 4.

Гранулометрический тип песчаника	Размеры зёрен образцов данного типа, мкм	Диаметры пор образцов данного типа, мкм	Отношение среднего (максимального) диаметра поры к среднему диаметру зерна, %	Средний (максимальный) диаметр пор ПШУ данной фракции, мкм	Отношение среднего (максимального) диаметра поры ПШУ к среднему диаметру зерна, %
т/з	$\frac{50-100^*}{75}$	$\frac{1,1-22,0^{**}}{5,9 (15)}$	7,9 (29,3)	22,0 (33)	29,3(44,0)
м/з	$\frac{100-250}{175}$	$\frac{0,42-37}{6,6 (99)}$	3,8 (21,1)	52,0 (77)	29,7 (44,0)
с/з	$\frac{250-500}{375}$	$\frac{0,33-41,0}{7,6 (62)}$	2,0 (10,9)	111,0 (165)	29,6 (44,0)
к/з	$\frac{500-1000}{750}$	$\frac{0,4-35}{10,2 (52)}$	1,4 (4,7)	222,0 (330)	29,6 (44,0)
г/з	$\frac{1000-2000}{1500}$	$\frac{0,83-41,5}{14,4 (8)}$	1,0 (2,8)	446,0 (662)	29,7 (44,1)

Примечания: * числитель – границы размерных фракций, знаменатель – средний размер зерна; ** числитель – значение от-до; знаменатель – среднее по приведенному в скобках числу образцов.

Размер пор в связи с проницаемостью пород-коллекторов. Насколько проницаемости для реальных пород отличаются от проницаемостей для ПШУ? Самыми близкими к ПШУ по пористости в данной коллекции оказались песчаники с пористостью 24,1 и 24,0%. Для первого, грубо-крупнозернистого, медианный диаметр пор капиллярметрически определён в 31 мкм, для второго, мелкозернистого, – в 5,6 мкм. Поры крупнозернистой ПШУ (табл. 1) имеют средневзвешенный размер 222 мкм, мелкозернистой – 52 мкм. То есть поры рассматриваемых песчаников на порядок меньше пор ПШУ тех же гранулометрических фракций. Проницаемость крупнозернистой ПШУ составит 392,5 дарси, мелкозернистой – 21,5 дарси. По факту на образцах имеем 2,2 дарси и 0,0696 дарси. Даже учитывая недобор пористости (у ПШУ – 26%), проницаемость

взятых образцов меньше проницаемости ПШУ тех же гранулометрических фракций как минимум на два порядка.

На рис.7 ряд 1 показана зависимость газопроницаемости от медианного диаметра изученных образцов. Зависимость построена для 222 образцов, поскольку отброшены все образцы с неопределённой проницаемостью <0,01 мД и неопределённым медианным диаметром <2 мкм. Зависимость выражена не очень отчётливо, это и понятно, поскольку в данном случае проницаемость обеспечивают два переменных фактора: размер пор и величина открытой пористости. В примере с ПШУ открытая пористость во всех случаях была одинаковой.

На рис.7 ряд 2 показана зависимость газопроницаемости от произведения значения медианного диаметра на значение открытой пористости для тех же 222 образцов. В этом случае взаимосвязь параметров выражена заметно лучше, аппроксимируется степенной зависимостью $y = 8,0849x^{0,5951}$ с $R^2 = 0,8258$. Такой способ учёта двух влияющих факторов применялся ещё в работах А.А. Ханина [20], который условно рассматривал это произведение как один из структурных коэффициентов эффективного порового пространства. Правда, А.А. Ханин в качестве дополнительного множителя использовал эффективную пористость. Однако наш опыт показывает, что связь Кпр с произведением Мд на открытую пористость даже теснее, чем связь Кпр с произведением Мд на эффективную пористость. Объяснить это можно тем, что погрешность определения остаточной воды больше, чем определения открытой пористости. Для данной коллекции образцов зависимость с открытой пористостью аппроксимируется степенной зависимостью с $R^2 = 0,8258$, а с эффективной – с $R^2 = 0,8142$. К тому же значения открытой пористости есть всегда, а значения эффективной – только если определялась остаточная вода.

Применение в качестве структурного коэффициента произведения медианного диаметра на значение пористости критиковал Ф.И. Котяхов, предлагая свой структурный коэффициент, представляющий собой произведение полной пористости на параметр пористости [8]. Однако, во-первых, применение этого коэффициента в нашей практике не дало существенного увеличения достоверности связи параметров, во-вторых, для его применения надо иметь значения параметра пористости, которые есть далеко не всегда.

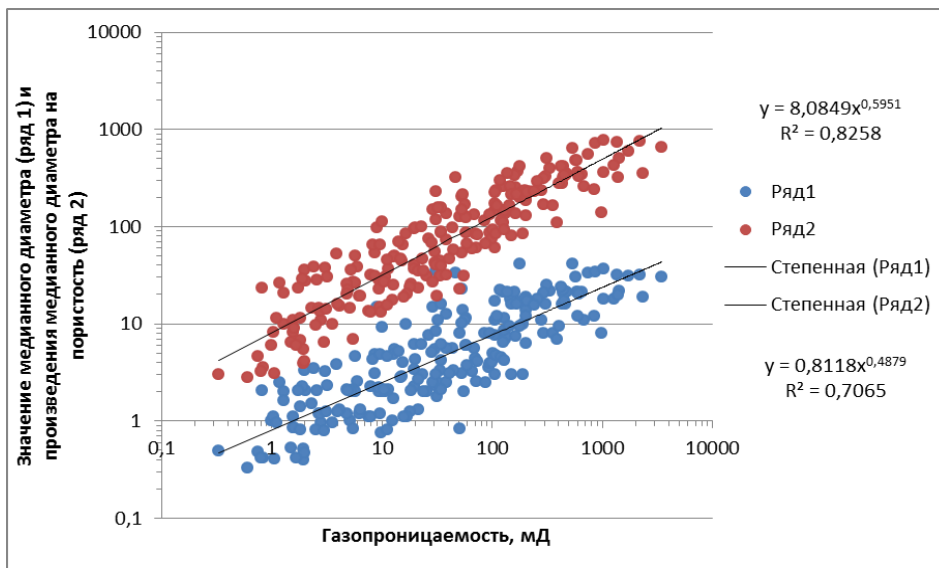


Рис. 7. Зависимость Кпр от медианного диаметра (нижняя прямая – ряд 1) и от произведения медианного диаметра на пористость (верхняя прямая – ряд 2)

Таким образом, результаты порометрии реальных образцов горных пород ДДВ однозначно показывают наличие степенной зависимости газопроницаемости от медианного диаметра и от произведения медианного диаметра на пористость. Для сравнения оценим зависимость проницаемости только от открытой пористости для исследуемой коллекции образцов. Эта широко используемая зависимость отстраивается даже несколько хуже, чем зависимость «проницаемость – медианный диаметр» и для данной коллекции аппроксимируется уравнением $y=10,235x^{0,1022}$ при $R^2=0,519$.

Существует и косвенная (через медианные диаметры пор) связь проницаемости с зернистостью коллектора. Эта связь отражена даже в классической классификации коллекторов А.А. Ханина [20], где в пределах каждого класса коллектора для достижения одной и той же проницаемости более крупнозернистой разности нужна меньшая пористость. Для изученной в данной работе коллекции эта связь показана в табл. 5. Как следует из таблицы, средние значения проницаемости закономерно растут с ростом зернистости, кроме группы грубозернистых песчаников (причина последнего была указана в подразделе о распределении медианных диаметров пор по гранулометрическим типам песчаников). Речь идёт именно о средних значениях, поскольку в любой гранулометрической группе можно встретить породы от практически непроницаемых до имеющих очень высокую проницаемость, намного превышающую среднюю. Иллюстрацией к сказанному служит тот факт, что, несмотря на упомянутую связь проницаемости с зернистостью, коллектор любого класса может быть представлен песчаником любой зернистости. Исключением являются коллекторы I и II классов, среди которых нет тонкозернистых песчаников.

Таблица 5.

т/з	м/з	с/з	к/з	г/з	Всего:
$\frac{0,09-118,8}{32,1 (16)}$	$\frac{0,17-1371,2}{109,1 (108)}$	$\frac{0,07-1276,4}{146,4 (63)}$	$\frac{0,08-2360,0}{281,5 (53)}$	$\frac{4,17-541,2}{154,3 (10)}$	250 шт.
6,4	43,2	25,2	21,2	4,0	$\Sigma=100,0\%$

Примечания: 1) средняя строчка – в числителе значения медианных диаметров в мкм от-до, в знаменателе – средние по указанному в скобках числу образцов. 2) Нижняя строчка – процент образцов данного гранулометрического типа от общего числа образцов.

Поскольку медианный диаметр определялся графически с построением кумулятивной кривой, то по 69 образцам, где можно найти значение первого квартиля, был рассчитан коэффициент однородности Траска по формуле $So=(Q_3/Q_1)^{0,5}$. Из литературы известно, что коэффициент однородности всегда больше единицы, и чем больше отклоняется от единицы его величина, тем менее однородна исследуемая совокупность [11]. Ожидалось, что степень однородности порового пространства связана со значениями проницаемости. Однако на данной коллекции образцов эта зависимость не проявилась. При введении коэффициента Траска в виде дополнительного множителя к медианному диаметру связь проницаемости с медианным диаметром не улучшилась. Возможной причиной является то, что, как известно из литературы [11], в системе Траска достоверной величиной является только медиана, коэффициент однородности определяется очень грубо. Применению более надёжных методов, связанных с обработкой кумулятивных кривых (например, системы Фолка-Варда), мешает необходимость определения значений d_5 и d_{16} , которые при порометрии могут быть определены только в исключительных случаях. То же можно сказать и о методе Газена, где нужно определять d_{10} [8].

В ходе опытов установлено, что пределы колебания этого коэффициента, при обработке данных порометрии, составляют от 2,214 до 8,944. При применении коэффициента к обработке данных гранулометрического анализа используется классификация по степени однородности: $So=1.0-1.58$ – хорошо сортированные, $So=1,58-2,12$ – среднесортированные и $So>2,12$ – плохо сортированные осадки [11]. При

обработке результатов порометрии, вероятно, границы придётся сдвинуть вправо, иначе мы никогда не встретим однородного порового пространства.

Попытка учесть влияние микротрещиноватости. Очень важным, особенно для глубокозалегающих коллекторов, представляется влияние на проницаемость микротрещиноватости.

На рис. 8 приведено распределение изученных центрифугированием образцов по полям поровых и трещинно-поровых коллекторов. Как видно, значительная часть образцов может быть интерпретирована как образцы трещинно-порового коллектора [9]. Под трещиной составляющей в данном случае имеется в виду микротрещиноватость, т. к. макротрещиноватости ни в одном из изученных образцов не наблюдалось.

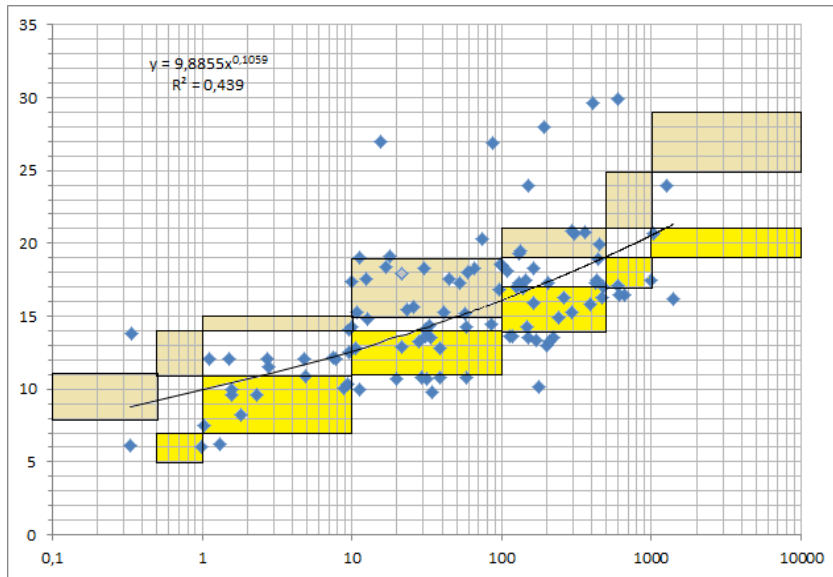


Рис. 8. Распределение изученных на центрифуге образцов по полям поровых и трещинно-поровых коллекторов

Интересно расположение ряда образцов выше полей нормального порового коллектора, которое должно трактоваться как кавернозность. Практически все эти образцы представляют среднезернистые песчаники Кузьмичёвского месторождения, отобранные из отложений горизонта М-7 московского яруса. Пористость этих песчаников 27-29,9%, согласно макроописаниям цемент глинистый, размокающий, прочность цементации и прочность породы средняя до низкой. Скорее всего, в данном случае имеется не гипотетическая кавернозность, а неточность определения сопоставляемых параметров, обусловленная разрушением образца при центрифугировании. В дальнейших построениях эти образцы не участвовали.

Итак, на основании попадания точек графика в поля, характерные для тех или иных коллекторов, отделяем образцы с поровой проницаемостью от образцов с порово-трещинной проницаемостью. Сто образцов, изученных методом центрифугирования, разделились на две совокупности с некоторым преобладанием трещинно-поровой разности и обе были вынесены на график рис. 9.

График показывает парадоксальную на первый взгляд ситуацию: при одном и том же медианном диаметре проницаемость трещинно-поровой разности ниже, чем чисто поровой. Так, при медианном диаметре 1 мкм трещинно-поровая разность имеет проницаемость 4 мД, а чисто поровая – 14 мД. Для того чтобы обеспечить проницаемость 100 мД согласно графику рис. 9, поровой разности нужен медианный диаметр 2,8 мкм, а трещинно-поровой – 4,8 мкм. При введении значения пористости в виде дополнительного

множителя прямые сближаются, достоверность аппроксимации обеих зависимостей возрастает.

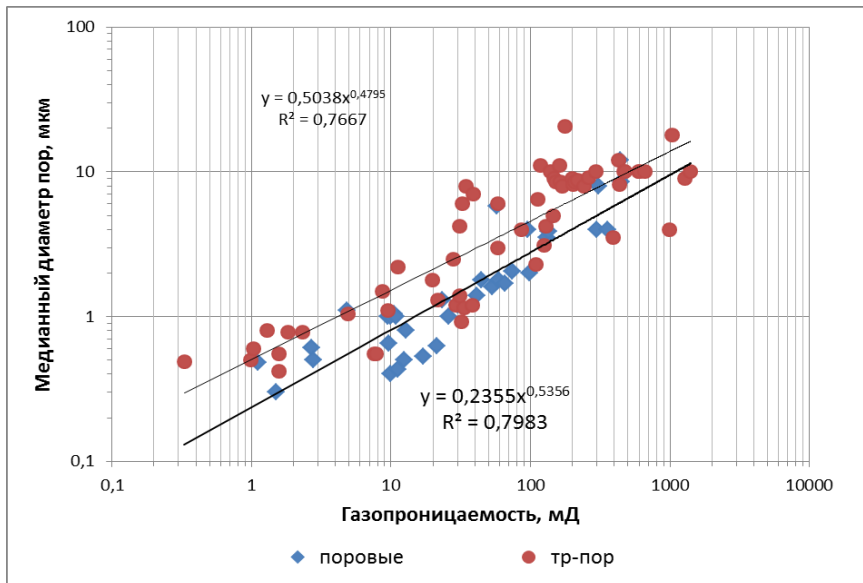


Рис. 9. Зависимость проницаемости от медианного диаметра для поровой и трещинно-поровой пористости отдельно. Верхняя прямая – для трещинно-поровой, нижняя – для поровой пористости

Объяснить это можно особенностями методики. Размеры (раскрытость, просвет, зияние) микротрещин обычно оценивают величиной 10-20 мкм [6], т. е. они имеют примерно те же размеры, что и крупные фильтрующие поровые каналы. И в капилляримере, и в центрифуге они ведут себя так же, как и поровые каналы соответствующих диаметров, и отделить их на этих приборах невозможно. Микротрещины «засчитываются» в объём поровых каналов большого диаметра, завышая медианный диаметр данного образца. В результате мелкопоровый образец, содержащий микротрещины, учитывается как крупнопоровый, имеющий ту же проницаемость. Возможно, в этом кроется причина неожиданно крупных медианных диаметров некоторых мелкозернистых песчаников.

Можно сделать вывод о том, что применяемые в данной работе методы не пригодны для изучения микротрещиноватости, хотя и позволяют косвенно фиксировать её наличие.

Сопоставление результатов с литературными данными. Насколько полученные нами данные о размерах пор соответствуют приводимым в литературе данным других авторов?

У А.А. Ханина [20] встречаем данные о средних значениях медианных диаметров фильтрующих поровых каналов для пород-коллекторов разных промышленных классов. Сравним эти данные с нашими в табл. 6. В строке «наши данные» приведены минимальные, максимальные и средние значения медианных диаметров пород-коллекторов разных классов по классификации А.А. Ханина [20]. В строке «данные А.А. Ханина» – средние значения медианных диаметров фильтрующих поровых каналов пород-коллекторов разных промышленных классов. Шестой, непромышленный класс, Ханиным отдельно не охарактеризован, но наши данные в таблице приведены. Учитывая, что медианный диаметр фильтрующих поровых каналов немного больше медианного диаметра, определённого для порового пространства в целом, сходимость вполне удовлетворительная.

Как было сказано, медианные диаметры поровых каналов изученных песчаных пород Юго-Востока ДДВ достигают 42 микрон. При этом в составе распределения по

конкретной породе могут участвовать поры до 100 мкм и более. Подтверждение этому находим в той же работе [20], где встречаем описания меловых мелкозернистых песчаников Газлинского месторождения (Узбекистан), характеризующихся максимальными порами 40-75 мкм (12%) и имеющих $K_{пр} = 2049$ мД при $K_p = 29\%$. Наличие таких крупных пор в мелкозернистом песчанике объясняется «особенностями осадконакопления, обусловившими своеобразную арочную структуру пор». Другой образец мелкозернистого песчаника содержал поры того же диаметра, но в количестве 20% и имел $K_{пр} = 5155$ мД при $K_p = 26\%$. В той же работе отмечается, что среди изученных образцов средне- и крупнозернистых песчаников встречались образцы, содержащие поры с максимальными диаметрами 75-100 мкм в количестве до 22%. Проницаемость таких образцов достигала 5250 мД.

Таблица 6.

Медианный диаметр пор, мкм	Класс коллектора					
	I	II	III	IV	V	VI
Наши данные	$\frac{18 - 37^*}{25,8 (10)}$	$\frac{8 - 41,5}{22,1 (12)}$	$\frac{3 - 41,0}{13,9 (57)}$	$\frac{0,82 - 35,0}{5,8 (84)}$	$\frac{0,4 - 14,8}{2,0 (72)}$	$\frac{0,33 - 2,05}{1,5 (15)}$
Данные А.А. Ханина	≥ 26	20-26	11-20	5-11	<5	-

*в числителе значения медианных диаметров в мкм от-до, в знаменателе – средние по указанному в скобках числу образцов.

О преобладании в ядрах различных месторождений средних гидравлических радиусов 0,5-15 мкм, чаще 1-10 мкм пишет Ф.И. Котяхов [8]. Однако приведенные данные получены расчётом по простым формулам типа $d = 5,714(k/m)^{0,5}$.

Вывод о том, что на всех доступных глубинах можно встретить крупнопоровые породы, подтверждается данными работы [1], где в породах верхнего визе Березовского месторождения, отобранных в интервале глубин 5200-5400 м, присутствуют поры размером более 100 мкм в количестве до 10%. В работе [12] приводятся данные по диаметрам пор песчаных пород нижнего карбона центральной части ДДВ. Для горизонтов В-16-В-22 (5008-6170 м) эти диаметры составляют 0,1-53,2 мкм, при средневзвешенных значениях 4,6-8,2 мкм. Для горизонта Т-3-Т-4 (5583-5784 м) – 0,12- 47,4 мкм, при средневзвешенных значениях 6,2-8,9 мкм. Основная масса пород относится к IV классу коллектора, для которого медианные диаметры, по нашим данным, составляют в среднем 5,8 мкм, по А.А. Ханину – 5-11 мкм.

Таким образом, приведенные нами значения размеров пор, характерных для разных гранулометрических групп песчаников, в целом совпадают с информацией, имеющейся в литературе. При этом надо иметь в виду, что данные Ф.И. Котяхова, как и данные А.А. Ханина относятся к тем временам, когда глубины отбора были сравнительно небольшими и в работу поступали в основном не затронутые глубинным катагенезом хорошие коллекторы, имеющие первичную межгранулярную пористость и проницаемость в сотни и тысячи мД.

Иногда в литературе попадаются данные о размерах пор, определённых в шлифах или с помощью сканирующего электронного микроскопа. Нужно оговорить, что размеры пор, измеряемые в шлифах, будут больше, чем указанные выше. Это объясняется тем, что в шлифе обычно измеряются именно видимые размеры пор, а в ходе капиллярметрических исследований определяют размеры поровых каналов, соединяющих эти поры, определяющих проводимость системы, но в шлифе обычно незаметных.

Выводы. В результате рассмотрения всего массива накопленных данных, можно сделать следующие выводы.

1) Медианные диаметры поровых каналов изученных песчаных пород Юго-Востока ДДВ варьируют от долей до 42 микрометров. При этом в составе распределения по

конкретной породе могут участвовать поры до 100 мкм и более, с плавным переходом в каверны. Наиболее часто медианные диаметры варьируют в диапазоне от долей до 3-4 мкм (мода равна 2 мкм).

2) Распределение образцов по возрастам и глубинам не показывает значимого уменьшения размеров пор. Другими словами, на любой доступной на сегодня глубине и в отложениях любого возраста можно встретить крупнопоровые породы, которые даже при относительно небольшой пористости могут обеспечить приемлемые значения проницаемости. Этот вывод имеет большое значение для оценки возможной продуктивности больших глубин.

3) Средний медианный диаметр пор для гранулометрических групп песчаников возрастает с возрастанием среднего размера породообразующих зёрен в абсолютном выражении от 5,9 до 14,4 мкм, но понижается в относительном выражении (% от размера зёрен), составляя от 7,9% для тонкозернистых песчаников до 1% для грубозернистых.

4) Проницаемость пород растёт с ростом медианного диаметра пор, образующих поровое пространство породы. В рыхлых породах, близких к ПШУ, проницаемость будет расти примерно пропорционально квадрату диаметра поровых каналов, в реальных коллекторах связь выражается степенной зависимостью с дробным показателем, иногда приближающейся к линейной. Сила связи будет выше, если в качестве дополнительного множителя вводить значение открытой пористости, учитывая её роль в обеспечении проницаемости. Проницаемость растёт с размером породообразующих зёрен. Связь (косвенная, через размеры пор) выражена для средних значений, значения проницаемости конкретной породы могут быть практически любыми.

5) Проницаемость песчаных коллекторов зависит от микротрещиноватости, которая, как показывает рис. 8, присутствует во многих образцах. Попытка учесть влияние микротрещиноватости на проницаемость совокупно с влиянием размера пор не привела к успеху вследствие невозможности разделить эти два фактора применяемыми методами.

Заключение. В результате выполненной работы достигнута заявленная цель – на основании рассмотрения накопленного фактического материала определён возможный диапазон размеров пор песчаных коллекторов нефтегазовых месторождений Юго-Восточной части ДДВ, определена связь размера пор с возрастом коллектора, глубиной залегания, размерами породообразующих зёрен и связью размера пор с проницаемостью коллектора.

Установленная связь между размером пор и размером породообразующих зёрен позволит лучше представить реальное строение коллектора, даст возможность с помощью структурных характеристик оценить вероятные ёмкостно-фильтрационные свойства пород даже тогда, когда прямая информация о размерах пор отсутствует. Размерные характеристики порового пространства представляют интерес в связи с разработкой месторождений углеводородов и реализацией различных методов интенсификации притоков, в частности ГРП. Отсутствие значимого уменьшения диаметров поровых каналов при переходе к глубокозалегающим древним породам благоприятно сказывается на прогнозе газоносности больших глубин. Наконец, результаты работы позволят во многих случаях объяснить особенности строения полей проницаемости месторождений, связанные с повышенными значениями проницаемости при сравнительно небольшой пористости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баранова Т.А., Боднарчук А.П. Структура порового пространства глубинных коллекторов ДДВ. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1990. №3. С. 16-18.
2. Булах А.Г. Минералогия с основами кристаллографии. М.: Недра, 1989. 351 с.
3. ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. Визначення залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. Київ: Мінекоресурсів України, 2001. 19 с.
4. ГСТУ 41-32-2002 Визначення змочуваності порід-колекторів методом центрифугування зразків. Київ: Мінекоресурсів України, 2001. 18 с.

5. Долуда М.Е., Харченко С.Д. О трещиноватости пород карбона Шебелинской и Краснооскольской площадей. *Развитие газовой промышленности Украинской ССР*. М.: Недра, 1969. С. 125-130.
6. Клещенко И.И., Кузнецов Н.П., Лепнев Э.Н. Изучение структуры порового пространства коллекторов методами капиллярометрии. *Вестник недропользователя*. 2003. №12.
7. Колоскова М.И. Исследование структуры порового пространства методом капиллярных давлений в связи с оценкой полезной ёмкости и фильтрующих свойств пород-коллекторов. *Состояние и перспективы изучения коллекторов нефти и газа (материалы IV всесоюзного совещания)*. М., 1971.
8. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977. 287 с.
9. Кривуля С.В., Лагутін А.А., Поверенний С.Ф. Літофізична характеристика та особливості будови теригенної продуктивної товщі великих родовищ вуглеводнів у нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах ДДЗ. *Нафтогазова галузь України*. 2015. № 1. С. 3-9.
10. Лагутин А.А., Поверенный С.Ф. Фильтрационные свойства песчаных коллекторов порового типа. *Газовая промышленность*. 2002. № 4. С. 28-30.
11. Логвиненко И.В., Сергеева Э.И. Методы определения осадочных пород: Уч. пособие для вузов. Л.: Недра, 1980. 240 с.
12. Лукин А.Е., Щукин Н.В., Лукина О.И., Пригарина Т.М. Нефтеносные коллекторы глубокозалегающих нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины. *Геофизический журнал*. 2011. №1. Т. 33. С. 3-27.
13. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами. М.: ВНИГНИ, 1978. 395 с.
14. Методичні вказівки. Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-ємнісних параметрів теригенних порід-колекторів для підрахунку загальних запасів вуглеводнів (за лабораторними дослідженнями керна). Київ-Львів: ЛВ УкрДГРІ, 2005. 58 с.
15. Мухаринская И.А., Колоскова М.И. Применение порометрии для оценки нижнего предела проницаемости продуктивных горизонтов. *Геология и разработка газовых и газоконденсатных месторождений Украины. Труды ВНИИЭГАЗПРОМ*. Вып. I/XI. М., 1976. С. 71-76.
16. Нестеренко М.Ю. Петрографічні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів. К.: УкрДГРІ, 2010. 224 с.
17. ОСТ 39-204-86 Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности пород-коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления.
18. СОУ 09.1-30019775-218:2013 Дослідження керна нафтових і газових свердловин. Порядок проведення. Київ: ПАТ «Укргазвидобування», 2013. 28 с.
19. Требин Г.Ф. Фильтрация жидкостей и газов в пористых средах. М.: Гостоптехиздат, 1959. 154 с.
20. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969. 368 с.

REFERENCES

1. Baranova T.A., Bodnarchuk A.P. 1990. The pore space structure of deep reservoirs of DDV. (Na primere produktivnoy tolshhi Kamyshnyanskoj i Berezovskoj ploshhadej). *Neftyanaya i gazovaya promyshlennost*. No. 3, p.16-18. – in Russian
2. Bulah A.G. 1989. Mineralogy with the basics of crystallography. *Nedra*, Moskva, 351 p. – in Russian
3. HSTU 41-00032626-00-025-2000. 2001. Determination of residual water saturation of rocks. Methodology of measurement by the method of centrifugation of the samples. *Minekoressiv Ukrainy*, Kyiv, 19 p. – in Ukrainian
4. HSTU 41-32-2002 2001. Determination of wettability of reservoir rocks by centrifugation of samples. *Minekoressiv Ukrainy*, Kyiv, 18 p. – in Ukrainian
5. Doluda M.E., Harchenko S.D. 1969. Fracturing of rocks of the Carboniferous period and the Shebelynka Krasnooskolsky space. *Razvitie gazovoj promyshlennosti Ukrainskoj SSR*. *Nedra*, Moskva, p. 125-130. – in Russian
6. Kleshchenko I.I., Kuznecov N.P., Lepnev E.N. 2003. The study of the structure of the pore space of the reservoir methods of capillarimetry. *Vestnik nedropol'zovatelya*. №12. – in Russian
7. Koloskova M.I., Hanin A.A. 1971. Study of the structure of the pore space by capillary pressure in connection with the evaluation of the useful capacity and filtering properties of reservoir rocks. *Sostoyanie i perspektivy izucheniya kollektorov nefiti i gaza (materialy IV vsesoyuznogo soveshaniya)*. Moskva. – in Russian
8. Kotyahov F.I. 1977. Physics of oil and gas reservoirs. *Nedra*, Moskva, 287 p. – in Russian

9. Kryvulia S.V., Lahutin A.A., Povierennyi S.F. 2015. Lithological and physical characteristic and features of the structure of terrigenous productive thickness of large hydrocarbon deposits in the lower Permian-upper Carboniferous deposits of the Dnieper-Donets basin. Naftohazova haluz Ukrainy. No. 1, p. 3-9. – in Ukrainian
10. Lagutin A.A., Poverennyi S.F. 2002. The filtration properties of the sand reservoirs pore type. Gazovaya promyshlennost. No. 4, p. 28-30. – in Russian
11. Logvinenko I.V., Sergeeva E.H.I. 1980. Methods for determination of sedimentary rocks. Uch. posobie dlya vuzov. Nedra, Leningrad, 240 p. – in Russian
12. Lukin A.E., SHCHukin N.V., Lukina O.I., Prigarina T.M. 2011. Oil-bearing reserves of deep-seated complexes of the early Carboniferous period of the Central part of the Dnieper-Donets basin. Geofizicheskij zhurnal. No. 1, vol. 33, p. 3-27. – in Russian
13. Guidelines for the study of oil and gas reservoir rocks by physical and petrographic methods. 1978. VNIGNI, Moskva, 395 p. – in Russian
14. Substantiation of standard values of filtration-capacitive parameters terrigennykh of reservoir rocks calculate the total hydrocarbon reserves. 2005. LV UkrDHRI, Kyiv-Lviv, 58 p. – in Ukrainian
15. Muharinskaya I.A., Koloskova M.I. 1976. Application of porometry to estimate the lower limit of permeability of productive horizons. Geologiya i razrabotka gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij Ukrainy. Trudy VNIJEGAZPROM. issue I/XI, Moskva, p. 71-76. – in Russian
16. Nesterenko M.Ju. 2010. Petrographic fundamentals justify fluid saturation of reservoir rocks. UkrDHRI, Kiev, 224 p. – in Ukrainian
17. OST 39-204-86. 1986. Method of laboratory determination of residual water saturation of oil and gas reservoir rocks on the dependence of saturation on capillary pressure. Vvedyon prikazom Minnefteproma ot 29.07.1986 s 1 yanvarya 1987 g. – in Russian
18. SOU 09.1-30019775-218:2013. 2013. Core studies of oil and gas wells. The procedure of. PAT «Ukrhazvydobuvannia», Kyiv, 28 p. – in Ukrainian
19. Trebin G.F. 1959. Filtration of liquids and gases in porous media. Gostoptekhizdat, Moskva, 154 p. – in Russian
20. Hanin A.A. 1969. Reservoir rocks of oil and gas and their study. Nedra, Moskva, 368 p. – in Russian

S.F. Poverennyi, A.I. Lurye

THE PORE SIZE OF THE SANDY RESERVOIRS OF OIL AND GAS FIELDS OF THE SOUTH-EASTERN PART DDZ AND THEIR IMPACT ON PERMEABILITY

Depending on the size of the pores of the rock can change its properties from the collector to the fluid trap. Unlike massively determined porosity, pore sizes are rarely determined, which leads to a shortage of information of this kind. In this paper, based on the processing of a large amount of available factual material of the study of the structure of the pore space by semipermeable membrane and centrifugation, an attempt is made to estimate the possible range of pore sizes of the sand collectors of the South-Eastern part of the DDV, to establish a relationship of pore size with age, depth, size of rock-forming grains and permeability of the reservoir. The results of the work will allow in many cases to explain the structural features of the fields of permeability associated with high values of permeability with a relatively small porosity. The absence of a significant reduction in the diameter of the pore channels in the transition to the deep ancient rocks will have a positive impact on the forecast of gas content of great depths. These and other results of the work can be used in the course of solving the issues of exploration and production of hydrocarbons, the forecast of oil and gas potential of great depths and other parties of the oil and gas business.

Key words: rock, reservoir, pore space, pore space structure, reservoir rock structure, pore size, permeability, pore size and permeability.

С.Ф. Поверєнний, А.Й. Лур'є

РОЗМІРИ ПОР ПІЩАНИХ КОЛЕКТОРІВ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ ПІВДЕННОГО СХОДУ ДДЗ І ЇХНІЙ ВПЛИВ НА ПРОНИКНІСТЬ

Залежно від розміру пор гірська порода може міняти свої властивості від колектора до флюїдоупору. Проте, на відміну від масово визначуваної пористості, визначення розмірів пор виконують досить рідко, що призводить до дефіциту інформації такого роду. У цій праці на підставі оброблення великої кількості наявного

фактичного матеріалу з вивчення структури порового простору методами напівпроникної мембрани й центрифугування зроблено спробу оцінити можливий діапазон розмірів пор піщаних колекторів південно-східної частини ДДЗ, установити зв'язок розміру пор з віком, глибиною залягання, розмірами породоутворювальних зерен і проникністю колектора. Результати роботи дадуть змогу здебільшого пояснити особливості будови полів проникності родовищ, пов'язані з підвищеними значеннями проникності за порівняно невеликої пористості. Відсутність значущого зменшення діаметрів порових каналів з переходом до глибокозалеглих давніх товщ сприятливо позначиться на прогнозуванні газоносності великих глибин. Ці й інші результати роботи можна використовувати в процесі вирішення питань розвідки й видобутку вуглеводнів, прогнозування нафтогазоносності великих глибин та інших сторін нафтогазової справи.

Ключові слова: порода-колектор, поровий простір, структура порового простору, структура породи-колектора, розмір пор, проникність, розмір пор і проникність.

УкрНДІ газ, Харків
С.Ф. Поверенний
А.Й. Лур'є

Стаття надійшла: 13.11.2018