

УДК 622.031:539.217.5

Феноменологический подход к анализу экспериментальных данных о газопроницаемости в пористых средах. Истинная причина эффекта Клинкенберга

В.М. Троицкий

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: газопроницаемость, фильтрация, эффект Клинкенберга, закон Дарси, уравнения Форхгеймера, объемная вязкость газов, релаксация вязкости.

Тезисы. На основании результатов обширных измерений коэффициента абсолютной газопроницаемости в пористых средах и их глубокого анализа предлагается феноменологическая картина процессов фильтрации, позволяющая правильно идентифицировать причину расхождения экспериментальных данных с теорией, в том числе противоречия эксперимента гипотезе Клинкенберга о проскальзывании газа.

Показана неоднозначность определения газопроницаемости пористых сред в лабораторных условиях при различных фильтрационно-емкостных свойствах зерна и используемых градиентах давления. Выделены три основные зоны фильтрации, характеризующиеся совершенно различными значениями газопроницаемости, и в частности – зона «сверхпроводимости породы», наличие которой можно объяснить исключительно с позиции существования и релаксации объемной вязкости газа при фильтрации.

Абсолютная газопроницаемость горных пород является важнейшей характеристикой для нефтегазовой отрасли. По существу, этот параметр определяет как извлекаемые запасы углеводородного сырья, так и технологии добычи нефти и газа, а также дебиты и продуктивность скважин. В связи с этим коэффициент проницаемости изучается практически всеми лабораториями по исследованию зерна, и его измерения входят в перечень обязательных¹.

В соответствии с ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной проницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации» коэффициент абсолютной газопроницаемости определяется по формуле Дарси, которая справедлива для ламинарного течения и имеет ограничения в применении как «снизу» – при малых скоростях фильтрации, так и «сверху» – при больших скоростях фильтрации. Нарушение закона Дарси в плотных коллекторах, как правило, связывают с проявлением эффекта Клинкенберга (проскальзывания) [1]. В этом случае для получения истинного значения газопроницаемости вводят поправку на «скольжение» газа по поровым каналам [2]. Нарушение закона Дарси в хорошо проницаемых коллекторах при высоких расходах многие авторы, например Ф.И. Котяхов [3], объясняют проявлением турбулизации фильтрационного потока, приводящей к дополнительным потерям давления, пропорциональным квадрату скорости фильтрации. В этом случае, как правило, для описания фильтрационного потока используют нелинейное двучленное уравнение Форхгеймера [4].

В настоящей статье на основании глубокого анализа результатов обширных измерений коэффициента абсолютной проницаемости в пористых средах предлагается феноменологическая картина процессов фильтрации, позволяющая правильно идентифицировать причину расхождения экспериментальных результатов с теорией, в частности, объяснить противоречие эксперимента гипотезе Клинкенберга о проскальзывании газа.

¹ См. Р Газпром 112-2012. Отбор, комплексные исследования и хранение кернового материала месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа.

Общие положения

При определении абсолютной газопроницаемости ($K_{абс}$) образцов горных пород общепринятым является использование классического закона Дарси:

$$Q = \frac{K_{абс} \Delta P F}{\mu L}, \quad (1)$$

где Q – объемный расход газа через образец; ΔP – перепад давления на образце; F – площадь фильтрации (сечение) образца; L – длина образца; μ – динамическая сдвиговая вязкость фильтруемого газа.

Многочисленные исследования газопроницаемости [2–9] показывают, что даже при ламинарном потоке газа возникают отклонения от закона Дарси как в области низких давлений, так и в области высоких давлений. Основными причинами отклонений считаются скольжение газа, особенно заметное в области низких давлений и малых проницаемостей, и потеря давления, пропорциональная квадрату расхода газа в области больших перепадов давления². В соответствии с рекомендациями ГОСТ 26450.2-85 для того, чтобы исключить влияние указанных отклонений на результаты эксперимента, $K_{абс}$ необходимо определять при режимах, обеспечивающих линейность связи «расход – перепад давления». Другими словами, режим измерений должен выбираться в области прямолинейного участка зависимости

$$Q = f(\Delta P). \quad (2)$$

В этом случае наклон экспериментальной зависимости (2) пропорционален подвижности флюида $\Pi = K_{абс}/\mu$, что дает возможность при известных геометрических размерах образца и динамической сдвиговой вязкости газа μ рассчитать абсолютную проницаемость образца породы $K_{абс}$. Основные недостатки такого подхода к расчету газопроницаемости:

1) наличие на экспериментальной кривой зависимости (2) по крайней мере трех линейных участков с различными наклонами. Зачастую экспериментатор не знает, на каком линейном участке он находится, в то время как наклоны таких участков сильно отличаются. На рис. 1 показана характерная зависимость (2) для фильтрации газа в пористой среде, экспериментально подтвержденная в сверхнизко-

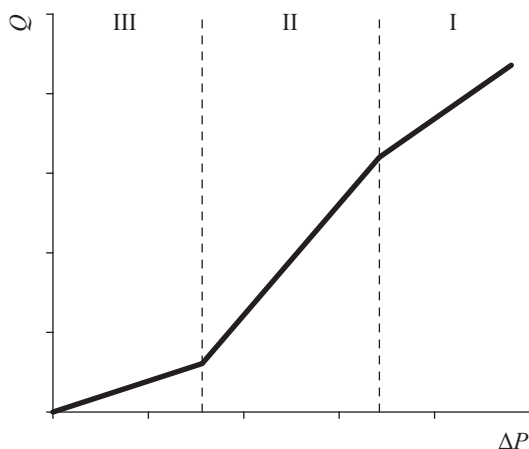


Рис. 1. Зависимость (2), характерная для образцов пористой породы

проницаемых коллекторах при низких градиентах давлений [10–12]. Видно, что на экспериментальной кривой³ существуют по крайней мере три линейных участка с различными наклонами – зоны фильтрации I, II, III;

2) необходимость расчета $K_{абс}$ в предположении монотонного (практически линейного) увеличения μ при увеличении давления, в то время как вязкость газа в условиях пористой среды может вести себя нелинейно и, в частности, релаксировать. Соответственно, μ газов при различных давлениях либо измеряется с большой погрешностью вискозиметром, либо рассчитывается с помощью моделирующих термодинамических симуляторов. Например, для расчета вязкости азота используются симулятор NIST REFPROP и уравнение состояния Гельмгольца в редакции Р. Спана и В. Вагнера. При этом в диапазоне давлений от 1 до 6 бар (обычно используемый диапазон средних давлений при измерениях газопроницаемости) μ увеличивается всего на 0,3 % [13], в то время как значения подвижности Π могут отличаться на различных участках кривой зависимости (2) в несколько раз (см. рис. 1).

Эффект проскальзывания газа (эффект Клинкенберга)

Первым на отклонение зависимости (2) от линейности в области низких давлений указал Л. Клинкенберг [1], предложивший объяснять обнаруженный эффект скольжением газа в тонких капиллярах. Если в соответствии с уравнением Дарси (1) значение $K_{абс}$ должно быть

² См. ГОСТ 26450.2-85. Приложение 4.

³ Реальная экспериментальная кривая $Q_{эсп} = f(\Delta P)$ имеет сглаженную S-образную форму без резких изломов и точку перегиба во II зоне.

постоянным при изменении среднего давления (P_{cp}), то многочисленные результаты экспериментов [2–8] указывают на уменьшение $K_{абс}$ при росте давления. Путем геометрических построений зависимости $K_{абс}$ от величины $1/P_{cp}$, обратной давлению, экспериментальные данные приводились к линейной кривой, и на пересечении этой кривой с осью ординат находилась так называемая «истинная» проницаемость по газу $K_{абс}^{\infty}$ (тождественно равная абсолютной проницаемости образца породы по жидкости в области больших давлений [2]). При этом измеренное в лаборатории значение $K_{абс}$ и найденное из геометрических построений значение $K_{абс}^{\infty}$ связаны друг с другом простым соотношением

$$K_{абс} = K_{абс}^{\infty} + \frac{b}{P_{cp}}, \quad (3)$$

где b – поправка Клинкаберга на скольжение газа. Таким образом, зная поправку b и располагая хотя бы одним измеренным значением газопроницаемости $K_{абс}$ при конкретном давлении P_{cp} , экспериментатор мог определить «истинное» значение газопроницаемости $K_{абс}^{\infty}$ по уравнению (3).

Казалось бы, проблема влияния эффекта скольжения газа на конечную величину газопроницаемости изящно решена. В связи с этим начиная с 1941 г. последующие научные исследования ведутся в основном в направлении нахождения эмпирических корреляционных зависимостей для поправки b Клинкаберга, причем применительно как к фильтрации газов, так и к фильтрации жидкостей [14, 15].

Несоответствие экспериментальных закономерностей фильтрации газа в пористой среде и теории проскальзывания Клинкаберга

По мере накопления экспериментальных результатов измерений газопроницаемости (1941–2017 гг.) становится все более очевидным, что поведение фильтрационных закономерностей в пористых средах невозможно объяснить только с позиций проскальзывания газа (эффекта Клинкаберга). Известны следующие основные возражения против применения гипотезы проскальзывания газа в пористых средах:

1) эффект проскальзывания должен существовать только для газа (отсутствие прилипания газа на поверхности капилляров). Тем

не менее проявление эффекта проскальзывания обнаружено также и при фильтрации жидкостей (воды, нефти);

2) снижение газопроницаемости при увеличении перепада давления характерно не только для слабопроницаемых пород, в которых проявляется эффект Клинкаберга, а длина свободного пробега газа λ сравнима с характерным размером пор r_0 (числа Кнудсена $Kn = \lambda/r_0 \sim 1$), но и для высокопроницаемых пород, когда $\lambda \ll r_0$ ($0,001 < Kn < 1$);

3) существуют многочисленные свидетельства [8, 16] невозможности приведения экспериментальных результатов по газопроницаемости к линейной зависимости (3);

4) зависимость (2), следующая из закона Дарси (1), не соответствует экспериментальной зависимости $Q_{эксп} = f(\Delta P)$.

Последнее противоречие является самым очевидным. Действительно, на основании закона Дарси (1) и гипотезы Клинкаберга (о проскальзывании газа) для горных пород характерно снижение газопроницаемости при увеличении перепада давления [8, 16]. В этом случае подвижность газа Π должна уменьшаться с увеличением давления. Однако в соответствии с экспериментом Π , наоборот, растет при увеличении давления (напомним, что изменения μ незначительны).

Феноменологический подход к объяснению экспериментальных закономерностей фильтрации газа в пористой среде

Как отмечалось ранее, наклон экспериментальной зависимости (2) характеризует подвижность флюида $\Pi = K_{абс}/\mu$, и это дает возможность при известных геометрических размерах образца и динамической сдвиговой вязкости газа μ рассчитать абсолютную проницаемость образца породы $K_{абс}$. На рис. 2 схематично показана зависимость Π от ΔP , полученная в соответствии с кривой на рис. 1. Так, по результатам экспериментальных исследований зависимости $Q_{эксп} = f(\Delta P)$ (см. рис. 1) и с учетом слабого изменения μ (всего на 0,3 % в исследуемом диапазоне давлений [13]) для образца керна можно получить значения газопроницаемости $K_{абс}$, отличающиеся в несколько раз. Возникает закономерный вопрос: на каком линейном участке из трех, представленных на рис. 1, 2, необходимо производить расчет $K_{абс}$? Очевидно, что при увеличении ΔP экспериментатор может оказаться на любом участке кривой зависимости

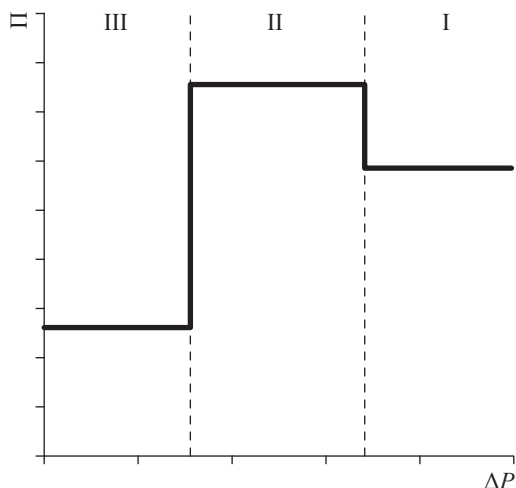


Рис. 2. Характерная зависимость подвижности газа Q от ΔP , полученная из экспериментальной зависимости $Q_{\text{эксп}} = f(\Delta P)$ (см. рис. 1)

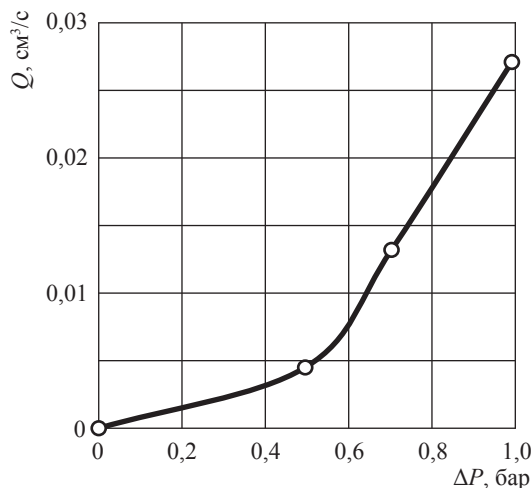


Рис. 3. Кривая зависимости $Q_{\text{эксп}} = f(\Delta P)$ для стандартного образца керна ЧНГКМ № 686/14 проницаемостью по азоту порядка 0,01 мД. Здесь и далее на рис. 4–8: давление обжима – 10 бар; температура комнатная; давление на выходе образца атмосферное

$Q = f(\Delta P)$, а значит, и получить различные значения газопроницаемости $K_{\text{абс}}!$

На рис. 3–9⁴ приведены экспериментальные зависимости, полученные на стандартных единичных образцах (диаметром $D_{\text{обр}} = 30$ мм и длиной $L_{\text{обр}} \approx 30\text{--}35$ мм) керна различной газопроницаемости из скважин Чаяндинского (ЧНГКМ) и Южно-Киринского нефтегазоконденсатных месторождений. Видно, что, измеряя расходы газа через стандартные образцы керна с различными фильтрационно-емкостными свойствами в диапазоне изменения ΔP от 0,2 до 1,2 бар (обычно используемый диапазон давлений), экспериментатор попадает либо в переходную зону между III и II участком (см. рис. 3–5), либо на участок II (см. рис. 6–8), либо на участок I (см. рис. 9).

Напомним, что резкое различие наклонов графика зависимости $Q = f(\Delta P)$ в областях II и III участков невозможно объяснить с позиций гипотезы Клинкаенберга [1]. Действительно, согласно гипотезе Клинкаенберга при переходе из третьей зоны во вторую с повышением давления величина Q должна уменьшаться за счет эффекта проскальзывания (напомним, что при незначительном увеличении давления μ практически постоянна, т.е. растет малозаметно), в то время как в эксперименте (см. рис. 2) наблюдается совершенно противоположная кар-

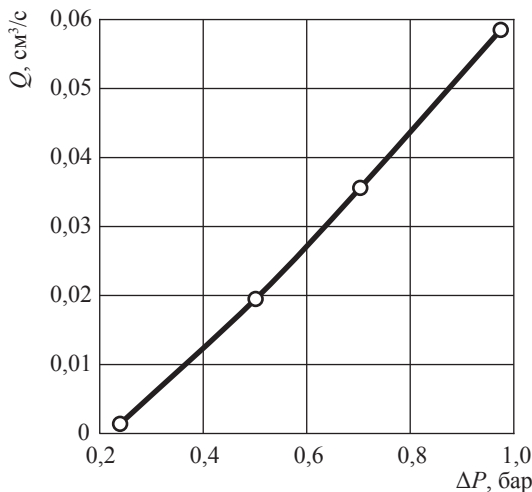


Рис. 4. Кривая зависимости $Q_{\text{эксп}} = f(\Delta P)$ для стандартного образца керна ЧНГКМ № 684/14 проницаемостью по азоту порядка 0,2 мД

тина: при переходе из III во II зону с повышением давления Q растет.

Этот эффект можно объяснить исходя из предположения резкого снижения сопротивления пористой среды фильтрационному потоку газа при увеличении давления. В условиях неизменности структуры порового пространства такое снижение сопротивления (аналог сверхпроводимости породы) может быть обусловлено только падением вязкости газа.

⁴ Результаты, представленные на рис. 3–8, получены А.В. Дахновым, на рис. 9 – В.П. Ваньковым.

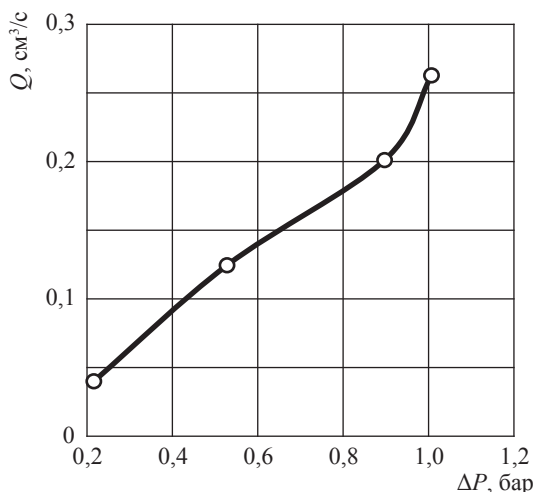


Рис. 5. Кривая зависимости $Q_{\text{жсп}} = f(\Delta P)$ для стандартного образца ядра ЧНГKM № 579/14 проницаемостью по азоту порядка 1,2 мД

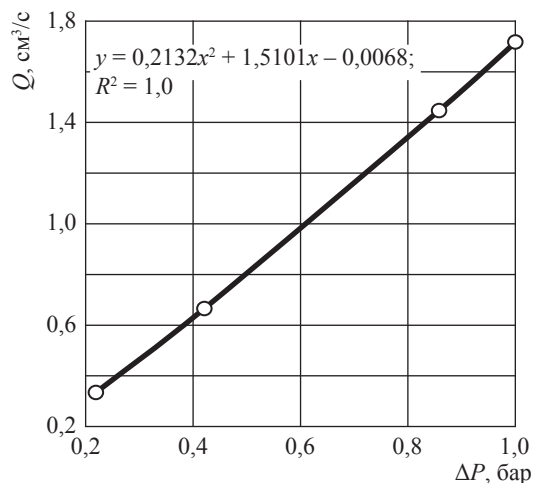


Рис. 6. Кривая (ветвь вогнутой параболы) зависимости $Q_{\text{жсп}} = f(\Delta P)$ для стандартного образца ядра ЧНГKM № 575/14 проницаемостью по азоту порядка 10 мД: R^2 – коэффициент детерминации

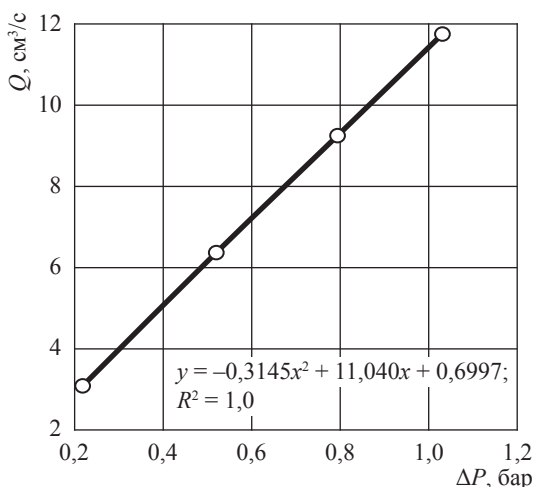


Рис. 7. Кривая (ветвь выпуклой параболы) зависимости $Q_{\text{жсп}} = f(\Delta P)$ для стандартного образца ядра ЧНГKM № 624/14 проницаемостью по азоту порядка 70 мД

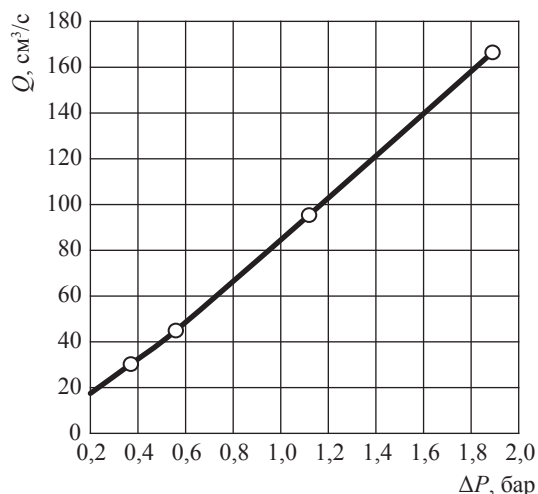


Рис. 8. Кривая (S-образной формы с точкой перегиба при ΔP порядка 1 бар) зависимости $Q_{\text{жсп}} = f(\Delta P)$ для стандартного образца ядра ЧНГKM № 457 проницаемостью по азоту порядка 450 мД

Отмеченные противоречия могут быть интерпретированы с позиций существования при фильтрации флюидов через пористую среду второго коэффициента вязкости жидкостей и газов, а именно – объемной вязкости η_v [17–20]. Объемная вязкость, как правило, проявляется при процессах адиабатического сжатия и разгрузки [17–20]. На сегодняшний день существует единственный проверенный способ ее определения – ультразвуковой. Обычно [19, 20] значение η_v существенно (иногда в 2000 раз) превосходит μ . Кроме того, при до-

стижении определенной частоты сжатия/разрежения объемная вязкость начинает релаксировать [20].

На рис. 10 показана феноменологическая картина поведения η_v и μ с ростом давления при фильтрации газа через образец сухого ядра. При переходе из III во II зону фильтрации при увеличении давления частота сжатия/разрежения газа (f) при фильтрации через пористую среду может достичь частоты релаксации (резонансной частоты) (f_n) объемной вязкости. В эксперименте это будет проявляться резким

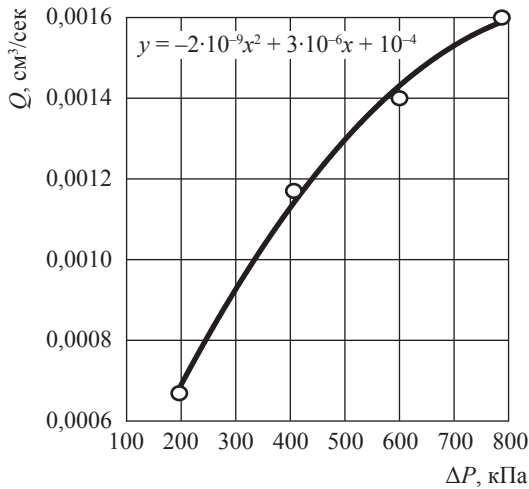


Рис. 9. Кривая (сплошная выпуклая) зависимости $Q_{\text{эксп}} = f(\Delta P)$ для модели пласта (покрышки) Южно-Кириного НГКМ, которая характеризуется абсолютной проницаемостью по азоту порядка 0,001 мД:
 давление обжима – 37 МПа; $D_{\text{обр}} = 30$ мм;
 $L_{\text{обр}} = 154,55$ мм; температура комнатная;
 давление на выходе образца атмосферное

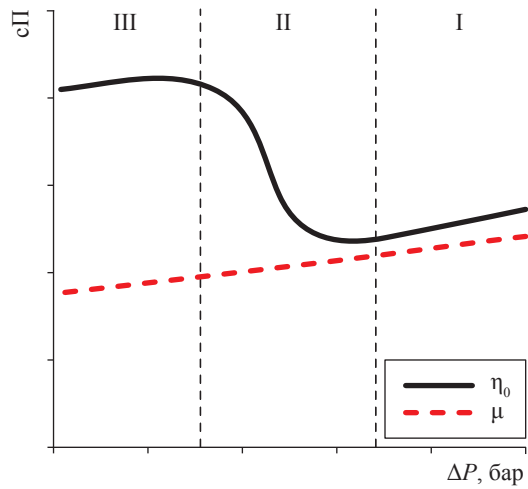


Рис. 10. Поведение объемной и динамической сдвиговой вязкости газа при изменении перепада давления в пористой среде

увеличением наклона кривой $Q = f(\Delta P)$ при переходе из III во II зону фильтрации (см. рис. 1).

При фильтрации газа (жидкости) через пористую среду происходит его (ее) периодическое адиабатическое сжатие/разрежение (рис. 11). Картина во многом аналогична распространению ультразвука в газе (жидкости) [19, 20]. Отличие заключается только в относительности движения: в случае пористой среды газ (жидкость) двигается через периодическую структуру, а в случае распространения ультразвука в газе (жидкости) периодическая волна сжатия/разрежения распространяется в неподвижной среде (газе или жидкости в объеме). Из теории и практики ультразвуковых исследований [19, 20] хорошо известно, что на поглощение звука в жидкой или газообразной средах влияет не только динамическая сдвиговая, но и (в большей мере) объемная вязкость. Причем η_v превосходит μ иногда в тысячи раз и имеет частотную зависимость, т.е. релаксирует.

Таким образом, предлагаемая феноменологическая картина поведения η_v и μ газа (см. рис. 10) при его фильтрации через пористую структуру и изменении ΔP выглядит вполне реалистично и позволяет объяснить противоречия и нестыковки современной подземной гидродинамики.

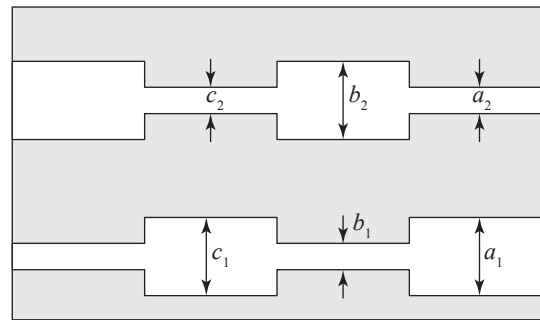


Рис. 11. Модель пористой среды из капиллярных трубок (по Вилли и Гарднеру) [2]

Еще раз про объемную вязкость жидкостей и газов

При феноменологическом выводе уравнений гидродинамики [17–19] появляются сразу два коэффициента вязкости. Для случая сжимаемой жидкости (газа) уравнение движения Навье – Стокса принимает следующий вид:

$$\rho \left(\frac{\partial v_i}{\partial t} + v_k \frac{\partial v_i}{\partial x_k} \right) = \frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_k} \left\{ \mu \left(\frac{\partial v_i}{\partial x_k} + \frac{\partial v_k}{\partial x_i} - \frac{2}{3} \delta_{ik} \frac{\partial v_l}{\partial x_l} \right) \right\} + \frac{\partial}{\partial x_k} \left(\eta_v \frac{\partial v_l}{\partial x_l} \delta_{ik} \right), \tag{4}$$

где ρ – плотность флюида; p – давление; v – скорость; δ_{ik} – дельта Кронекера.

При условии постоянства μ и η_v (отсутствия релаксации) уравнение (4) сводится к векторной форме:

$$\rho \left(\frac{\partial \vec{v}}{\partial t} + (\vec{v} \nabla) \vec{v} \right) = -\nabla p + \mu \Delta \vec{v} + \left(\eta_v + \frac{\mu}{3} \right) \nabla \operatorname{div} \vec{v}. \quad (5)$$

Обычно к векторному уравнению движения (5) добавляют уравнение неразрывности

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla(\rho \vec{v}) = 0. \quad (6)$$

В середине XIX в. Стокс [21] выдвинул гипотезу, что в формуле (4) величиной η_v , связанной со сжатием флюида, можно пренебречь в большинстве существующих на то время инженерных задач, так как среда при движении считалась либо несжимаемой, либо слабо сжимаемой. Сам Стокс не считал, что это предположение следует распространять на все задачи и течения флюидов. Вслед за Стоксом на протяжении почти двух веков указанная гипотеза применялась при решении подавляющего количества гидродинамических задач. При этом не принимались в расчет ни молекулярное строение флюидов (жидкостей или газов), ни конкретные характеристики и типы течения.

Впервые на необходимость учета объемной вязкости жидкостей и газов при интерпретации результатов по поглощению ультразвука указал Тисса [22] в 1942 г. Экспериментально полученные им коэффициенты поглощения ультразвука в жидкостях и газах во много раз превосходили теоретические значения, следующие из уравнений Навье – Стокса и предположения отсутствия η_v .

Напомним, что величина η_v феноменологически характеризует процесс диссипации энергии при объемных деформациях среды (ситуация, реализуемая как при фильтрации через поровую среду, так и при распространении ультразвука). В отличие от обычной динамической сдвиговой вязкости μ , характеризующей необратимую передачу энергии поступательного движения жидкости или газа от одних слоев к другим, объемная вязкость η_v отражает квазиравновесный обмен энергией между поступательными и внутренними степенями свободы в каждой молекуле вещества (под внутренними степенями свободы молекулярных газов принимаются обычно колебательные и вращательные степени свободы). Для такого обменного молекулярного процесса существует резонансная частота f_p , зависящая от природы газа, дав-

ления и температуры. При повышении частоты воздействия f (частоты сжатия/разрежения газа в пористой среде или частоты ультразвука в объеме жидкости/газа, см. ранее) может возникнуть явление релаксации (стремления к новому равновесному значению) объемной вязкости η_v , при котором обменные процессы между поступательными и внутренними степенями свободы газа (жидкости) не будут успевать за f . Феноменологически это проявляется в релаксации η_v во II зоне (см. рис. 10).

Таким образом, учет объемной вязкости и ее релаксации позволяет устранить расхождение эксперимента и теоретических представлений не только в физической акустике, но также и при фильтрации флюидов в пористых средах, т.е. там, где имеют место процессы диссипации энергии при объемных деформациях флюидов (см. рис. 11).

В настоящее время интерес к параметру η_v не утихает [23, 24]. Вместе с тем во многих прикладных инженерных задачах (например, при расчете трибологических характеристик упругогидродинамической смазки контакта или в задачах внешней аэродинамики при расчете обтекания тел различной формы) коэффициент объемной вязкости η_v зачастую полагается равным нулю. Аналогично в подземной гидродинамике при решении задач фильтрации жидкостей и газов коэффициент η_v даже не упоминается в методике экспериментальных измерений важнейшего параметра газопроницаемости $K_{абс}$. При этом сама геометрия течения (см. рис. 11) флюидов в пористой среде предполагает наличие периодических случайных процессов сжатия/разрежения газа, а значит, и передачу энергии от внешних степеней свободы к внутренним, а также появление объемной вязкости и ее релаксацию при изменении скорости фильтрации с увеличением ΔP .

Напомним, что в первоначальном виде уравнение Дарси (1) получено для фильтрации воды через песчаные фильтры и не содержало параметра μ (вязкость воды принималась равной 1), а также не предполагало эффектов сжатия/разрежения воды (жидкость считалась несжимаемой). В дальнейшем без достаточного теоретического обоснования уравнение Дарси было распространено на фильтрацию газов и других жидкостей (например, нефтей) простым введением параметра динамической сдвиговой вязкости μ флюидов. По мнению автора, определять величину абсолют-

ной газопроницаемости, которая должна характеризовать структуру порового пространства и поэтому быть инвариантной к типу фильтруемого флюида, посредством ее расчета через вязкость – это все равно, что отмерять отрез на платке с помощью кривого аршина. Вязкость газов и жидкостей – как динамическая сдвиговая, так и объемная – сама по себе является предметом многочисленных научных исследований. Поведение коэффициентов μ и η_v в различных термодинамических условиях до сих пор до конца не понято, но это не означает, что η_v не нужно учитывать в конкретной инженерной задаче, например задаче фильтрации газа через поровую среду.

Заметим, что структура поровой среды (см. рис. 11) может быть аппроксимирована любой геометрической формой, например формой чередования сообщающихся объемных пор и тонких капилляров разного размера. Главным при этом является то, что флюид при фильтрации через поровую среду испытывает периодические адиабатические сжатия/разрежения, а значит, создаются условия проявления объемной вязкости и ее релаксации.

Покажем элементарным расчетом, что частота f при фильтрации через поровую среду увеличивается при увеличении ΔP и находится в диапазоне, в котором обычно наблюдается релаксация объемной вязкости для газов [19, 20]. В качестве модели поровой среды выберем единичный цилиндрический керновый образец стандартных размеров 30×35 мм.

Из курса петрофизики и многочисленных экспериментальных исследований хорошо известно [2, 3, 5, 6], что в реальной поровой среде существует распределение пор по размерам. Характерный размер (радиус) пор r_0 зависит от пористости m и абсолютной проницаемости $K_{абс}$ среды и может быть найден либо по формуле [14]

$$r_0 = 2\sqrt{2} \sqrt{\frac{K_{абс}}{m}}, \quad (7)$$

где r_0 и $K_{абс}$ представлены в системе СИ, m – в долях единицы, либо по формуле Г.Ф. Требина [5]

$$d = 5,714 \sqrt{\frac{K_{абс}}{m}}, \quad (8)$$

где диаметр $d = 2r_0$ берется в микронах, $K_{абс}$ – в дарси, m – в долях единицы. Расчеты по формулам (7) и (8) дают практически одинаковые результаты.

В качестве газа фильтрации выберем традиционно используемый для измерения газопроницаемости инертный газ азот. Очевидно, что характерное время пробега газа через единичную пору/сужение

$$t_{хар} = \frac{d}{v_{\phi}}, \quad (9)$$

где $v_{\phi} = Q/F$ – скорость фильтрации (см. формулу (1)). Примем интервал изменения перепада давления ΔP на образце керна от 0,025 до 0,1 МПа (традиционный интервал при стандартных измерениях газопроницаемости), а значение динамической сдвиговой вязкости азота $\mu = 0,01745$ мПа·с (при комнатной температуре 21 °С и атмосферном давлении 0,101 МПа). Напомним, что в выбранном интервале давлений μ изменяется незначительно.

Оценим $t_{хар}$ для стандартных образцов керна различной проницаемости и пористости. Поскольку значение пористости обычно изменяется в пределах $0,1 < m < 0,3$, выберем для удобства расчета среднюю пористость $m = 0,2$. Тогда из уравнения (9) можно получить оценочно $t_{хар}$, а значит, и частоту периодических сжатий/разрежений газа при фильтрации через поровую среду ($f \approx 2\pi/t_{хар}$). В таблице приведены результаты таких оценочных расчетов.

Видно, что f с увеличением ΔP растет и достигает килогерцовых значений (по крайней мере в коллекторах с проницаемостью более 1 мД). Вполне естественно ожидать, что при перепадах давления $\Delta P > 0,1$ МПа частота f попадет в килогерцовый диапазон даже для низкопроницаемых (< 1 мД) коллекторов. Из практики ультразвуковых исследований [19, 20] известно, что именно в этом диапазоне частот ультразвука проявляет себя объемная вязкость η_v , значение которой к тому же снижается (релаксирует к новому значению) при увеличении частоты воздействия (для случая фильтрации газа в пористой среде – при увеличении ΔP).

Как уже отмечалось, в реальной поровой среде существует распределение пор по размерам. Однако даже в этом случае физика происходящих явлений будет аналогичной: при периодических сжатиях/разрежениях газа при фильтрации в пористой среде существуют условия как появления объемной вязкости в зоне III, так и ее релаксации в зоне II (см. рис. 1–2). При этом картина фильтрации газа через реальную поровую среду (с распределением пор по размерам) будет напоминать

**Характерные частоты f , Гц, при фильтрации азота через стандартные
(30×35 мм, $m = 0,2$) образцы керна различной газопроницаемости в условиях
комнатной температуры и атмосферного давления при перепадах давления**

$K_{абс}$, мД	d , мкм	ΔP , МПа		
		0,025	0,05	0,1
0,01	0,02	63	126	251
0,1	0,063	199	397	794
1	0,2	628	1256	2512
10	0,63	1985	3969	7938
100	2	6280	12560	25120
1000	6,3	19845	39690	79379

картину распространения акустических волн (с широким спектром частот) в объеме газа. Напомним, что объяснить появление избыточного поглощения ультразвука в этом случае невозможно без учета η_v .

Еще раз про эффект Клинкенберга

О том, что газы при движении через капилляры ведут себя иначе, чем жидкости, стало известно около 150 лет назад [25]. Если для жидкостей характерно прилипание молекул в пограничном слое к стенке (вследствие более сильного взаимодействия с ней), то применительно к газам такого прилипания не наблюдается (газы скользят вдоль стенки). В этом случае скорость течения газа в тонком капилляре всегда выше, чем этого можно ожидать исходя из уравнения Гагена – Пуазейля.

Элементарный расчет согласно кинетической теории газов [7] показывает, что поправка на скольжение может играть роль только в условиях, когда радиус капилляра r_0 приблизительно равен средней длине свободного пробега λ газовой молекулы или составляет величину того же порядка:

$$Kn = \frac{\lambda}{r_0} \sim 1. \quad (10)$$

Считается, что при $Kn > 1$ (т.е. при $\lambda > r_0$) понятие вязкости газа теряет смысл, а газовые молекулы движутся в направлении снижения ΔP по законам диффузии (закон Фика). При $Kn < 1$ (т.е. при $\lambda < r_0$) используются феноменологические уравнения переноса, уравнения Навье – Стокса и приближения сплошной среды [17, 18, 26].

Длину свободного пробега молекул газа можно оценить по формуле [27]

$$\lambda = \frac{1}{\sqrt{2}pd^2n}, \quad (11)$$

где $n = P/kT$ (k – постоянная Больцмана; T – абсолютная температура, К); d_m – эффективный диаметр молекул, м. Тогда расчет по формуле (11) для азота ($d_m = 0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм) в лабораторных условиях ($T = 290$ К, $P = 0,1$ МПа) даст значение $\lambda = 0,1$ мкм. Это означает, что для пористых сред с характерным радиусом пор r_0 порядка 0,1 мкм и ниже ($K_{абс} < 1$ мД) фильтрация азота происходит по законам диффузии. В этом случае с ростом давления λ и коэффициент диффузии $D \sim \lambda$ уменьшаются пропорционально ($\sim 1/P$), а скорость фильтрации газа становится обратно пропорциональной квадратному корню из молекулярного веса [7]. Таким образом, в фильтрационных экспериментах на тонких трубках при обычных давлениях и в разреженных газах возможен вариант зависимостей расхода Q от обратного давления $1/P$, аналогичных тем, которые впервые получил Клинкенберг [1] (см. ранее).

Используя формулу (7), легко показать, что при комнатных условиях, в которых обычно производятся стандартные измерения газопроницаемости, практически все типы коллекторов проницаемостью от 1 мД и выше удовлетворяют условию $Kn \leq 1$ и, значит, позволяют использовать приближения сплошной среды для газа (рост избыточного давления в лабораторном эксперименте от 0,02 до 0,15 МПа уменьшает λ , а значит, лишь улучшает соотношение $Kn \leq 1$).

Показано [14, 28], что, используя формулу Гагена – Пуазейля для капилляра радиусом r_0 и условие «неприлипания» газа на стенках (движение со скольжением), можно получить выражение для эффективной проницаемости газа в виде

$$K_{абс} = \frac{r_0^2}{8} \left(1 + \frac{4c\lambda}{r_0} \right), \quad c \approx 1, \quad (12)$$

которое по форме аналогично уравнению Клинкенберга (3). Выражения (3) и (12) показывают, что учет скольжения приводит к появлению 2-го слагаемого, а значит, и к увеличению $K_{абс}$ с уменьшением давления.

Вместе с тем теоретические зависимости типа (3), (12), учитывающие скольжение газа и качественно правильно описывающие экспериментальные результаты при малых давлениях, совершенно не могут объяснить явления резкого увеличения расхода газа в образцах керна при повышении давления. Действительно, с увеличением давления вклад второго члена в формулах (3), (12) в значение газопрооницаемости уменьшается (см. формулу (11)). Это означает, что газопрооницаемость также должна уменьшаться при возрастании давления. В этом случае невозможно объяснить явление резкого увеличения подвижности газа $\Pi = K_{абс}/\mu$ при переходе из зоны фильтрации III в зону II при увеличении давления (см. рис. 1, 2).

Создается впечатление, что эффект скольжения газа существует, но его вклад в наблюдаемые молекулярные процессы при фильтрации газа явно незначителен. По-видимому, эффект скольжения молекул полностью гасится другим более мощным молекулярным процессом, к тому же противоположно направленным по отношению к давлению. Можно предположить, что ниже фильтрационной зоны III (см. рис. 1) существует еще одна зона IV, в которой возможно проявление эффекта Клинкенберга. Это зона очень малых расходов в плотных коллекторах (см. рис. 9).

Предлагаемый в настоящей работе феноменологический подход к интерпретации экспериментальных результатов позволяет объяснить наблюдаемые в лабораторном эксперименте явления и экспериментальную зависимость $Q_{эксп} = f(\Delta P)$ в пористых средах. Суть подхода заключается в учете: а) объемной вязкости у молекулярных газов при фильтрации; б) существования явления релаксации объемной вязкости при некоторых соотношениях характерных размеров пористой среды и скорости движения молекул газа (см. рис. 10).

Таким образом, эффект Клинкенберга (увеличение проницаемости при уменьшении давления за счет скольжения молекул на границах пор) при фильтрации газов существует в основном в плотных коллекторах (см. рис. 9) и проявляется либо в лабораторном эксперименте с разреженными газами (давления ниже стан-

дартного атмосферного), либо при стандартных измерениях газопрооницаемости (давления мало отличаются от атмосферного). В пластовых условиях месторождений (при давлениях больше 1–1,5 МПа) эффект Клинкенберга настолько ничтожен, что все спекуляции на эту тему в промышленной практике должны быть исключены. В то же время такие явления, как стриппинг-эффект в газоконденсатных скважинах [29], а также часто обсуждаемый в литературе эффект несовпадения значений относительных фазовых проницаемостей (ОФП) нефтяных месторождений, полученных лабораторным методом и методами гидродинамических исследований скважин, необходимо увязывать с проявлением именно объемной вязкости в газах и жидкостях при их фильтрации через пористую среду.

Эффект Клинкенберга, как правило, связывают еще с одним интересным экспериментальным фактом: зависимостью поправки Клинкенберга b (см. уравнение (3)) от типа молекулярного газа [2, 16]. Экспериментально это проявляется в различных наклонах кривых зависимости газопрооницаемости $K_{абс}$ от обратного давления $1/P_{ср}$, полученных для разных молекулярных газов. При этом забывается о том, что используемые в эксперименте газы имеют схожие значения λ , и значит, не могут дать столь большого расхождения углов наклона графиков. С позиций же существования объемной вязкости все становится очевидным: для молекулярных газов H_2 , N_2 , CO_2 при их фильтрации через поровую среду значения η_v могут отличаться на несколько порядков [18–24], а следовательно, и релаксация η_v , подобная представленной на рис. 10 в зоне II, будет происходить по-разному для различных газов.

О градиентах давления

Хорошо известно [2–6], что градиент пластового давления залежей нефти и газа обычно не выходит за пределы 0,008–0,013 МПа/м (верхний предел характерен для газовых залежей). Для лабораторного эксперимента при стандартных измерениях газопрооницаемости $K_{абс}$ используют диапазон избыточных давлений от 0,02–0,1 МПа. Таким образом, при стандартных размерах керна образца ($D_{обр} \times L_{обр} = 30 \times 35$ мм) градиенты давлений в лаборатории составляют от 0,57 до 2,86 МПа/м, т.е. намного превышают пластовые значения (более чем на два порядка).

Это означает, что ожидать проявления молекулярного процесса, связанного с релаксацией η_v , можно лишь в призабойной зоне пласта, т.е. там, где градиенты давления достаточно высокие. Наблюдаемый в промысловой практике стриппинг-эффект в газоконденсатных скважинах [29], а также превышение натуральных значений ОФП над лабораторными, по видимому, обусловлены именно релаксацией объемной вязкости (газа, нефти) в прискважинной зоне. При этом необходимо помнить, что при реальной фильтрации природного газа в коллекторе должна учитываться объемная вязкость не инертного газа (например, азота), а натурального газа (обычно на 90 % состоящего из метана).

Об экспериментальном определении объемной вязкости

На сегодняшний день единственным проверенным способом определения η_v в жидкостях и газах является ультразвуковой метод [19, 20, 22]. Сравнительно недавно [30] разработан способ измерений объемной вязкости в жидкостях с помощью автоматизированного прибора Micro PVT, на котором получены данные о влиянии параметра η_v на физико-химические свойства различных растворов [31]. Кроме того, предложена кинетическая теория молекулярных газов с внутренними степенями свободы (N_2 , O_2 , CO_2) [23, 32, 33]. Показано [33], как релаксация внутренних степеней свободы сказывается на значениях коэффициентов переноса, и в частности на η_v .

О нелинейном двучленном законе фильтрации Форхгеймера

Экспериментальные исследования показывают (см. рис. 7–9), что линейный закон Дарси (1) в области больших градиентов давления (переход из зоны фильтрации II в зону I) перестает выполняться. В этом случае скорости фильтрации, как правило, большие, и необходимо использовать нелинейное двучленное уравнение Форхгеймера [4, 34]:

$$\frac{\Delta P}{L} = av_{\phi} + bv_{\phi}^2, \quad (13)$$

где $\Delta P/L$ – градиент давления; a и b – коэффициенты. Представлено также обобщение нелинейного двучленного уравнения Форхгеймера (13) на случай неустановившегося фильтрационного течения совершенного газа

в изотропной среде [34]. Следует указать, что в этом случае (при больших скоростях фильтрации) η_v также существует, но уже отрелаксировала и по порядку величины становится сравнимой с μ либо меньшей μ (см. рис. 10).

С практической точки зрения нелинейное двучленное уравнение Форхгеймера, как правило, используется при больших градиентах пластового давления, а значит, в призабойной зоне пласта, т.е. там, где обычно наблюдается явление «насыщения» – зависимости дебита скважин (особенно газовых) от депрессии (см. рис. 1, зона I). Однако это явление необходимо отличать от явления сверхпроводимости породы, обусловленного релаксацией объемной вязкости η_v (см. рис. 1, зона II).

Следует указать, что даже при больших градиентах давления от 0,57 до 2,86 МПа/м и высоких скоростях фильтрации (≈ 23000 м/сут), реализуемых в лаборатории при измерениях газопроницаемости в высокопроводящих коллекторах, числа Рейнольдса практически всегда удовлетворяют соотношению $Re < 0,1$.

Считается [7], что при $Re > 1$ пористая среда (различные пески и неуплотненные песчаники) оказывает более высокое сопротивление фильтрации газа, чем это продиктовано законом Дарси. Экспериментальные исследования в прямых и гладких трубках показали, что такого рода увеличение сопротивления связано с переходом от ламинарного течения к турбулентному. Вместе с тем подобные наблюдения на реальном керне невозможны, а значит, неизвестны и молекулярные механизмы процессов течения в этом случае при $Re > 1$. Таким образом, вопрос о турбулизации фильтрационного потока в условиях лабораторного фильтрационного эксперимента на реальной пористой среде остается открытым.

Возможный подход к получению объективных фильтрационных характеристик пласта на основе стандартных исследований газопроницаемости

На основании полученных результатов можно предложить следующие мероприятия по улучшению качества лабораторных исследований газопроницаемости и их дальнейшему использованию в нефтепромысловой практике:

1) при стандартных исследованиях газопроницаемости рекомендовать получение полного графика зависимости (2) «расход – перепад

давления» (см. рис. 1), по крайней мере в диапазоне давлений от 0,01–0,5 МПа. Измерения проводить для различных типов коллекторов месторождения (аналогично построению кривых капиллярного давления) с выделением как минимум трех зон фильтрации;

2) разработать алгоритмы учета фильтрационных свойств продуктивного коллектора в гидродинамических моделях и расчета технологических параметров на основании полных экспериментальных зависимостей типа (2);

3) в случае использования традиционной оценки газопроницаемости коллектора с помощью уравнения Дарси учитывать наличие как динамической сдвиговой, так и объемной вязкости фильтруемого флюида, а также релаксацию объемной вязкости при возрастании скорости фильтрации (градиентов давлений).

Таким образом, на основании обширных измерений $K_{абс}$ в пористых средах и их глубокого анализа предложена феноменологическая картина процессов фильтрации, позволяющая объяснить многие противоречия современной петрофизики. Предполагается, что:

а) эффект Клинкенберга может проявляться только в лабораторных экспериментах при фильтрации разреженных газов в образцах керн на низкой газопроницаемости (меньше 1 мД)

и абсолютно нереален в газопромысловой практике;

б) фильтрация газа в пористой структуре сопровождается периодическим адиабатическим сжатием/разрежением газа, при котором возникает объемная вязкость газа, обусловленная переходом энергии газа от поступательных степеней свободы к внутренним и обратно;

в) при увеличении скорости фильтрации газа (т.е. перепада давления на образце керн) достигаются условия релаксации (стремления к новому более низкому равновесному значению) объемной вязкости η_v . Это явление трактуется как *эффект сверхпроводимости пород*;

г) эффект сверхпроводимости пород во II зоне фильтрации, выражающийся в резком повышении наклона графика зависимости «расход – перепад давления» (2), обусловлен не эффектом Клинкенберга, как считалось ранее, а релаксацией η_v при увеличении давления (зона фильтрации II);

д) в настоящее время существуют способы экспериментального измерения и теоретической оценки η_v жидкостей и газов.

В этой связи актуальна разработка методического подхода к учету η_v при обосновании технологических параметров, полученных в процессе стандартных исследований газопроницаемости, и интерпретации важнейших фильтрационных характеристик.

Список литературы

1. Klinkenberg L.J. The permeability of porous media to liquids and gases / L.J. Klinkenberg // *Drilling and Production Practice*. – Am. Petroleum Inst., 1941. – P. 200–211.
2. Амикс Дж. Физика нефтяного пласта / Дж. Амикс, Д. Басс, Р.М. Уайтинг. – М.: Гостоптехиздат, 1962.
3. Котяхов Ф.И. Основы физики нефтяного пласта / Ф.И. Котяхов. – М.: Гостоптехиздат, 1956.
4. Арье А.Г. Физические основы фильтрации подземных вод / А.Г. Арье. – М.: Недра, 1984. – 101 с.
5. Требин Г.Ф. Фильтрация жидкостей и газов в пористых средах / Г.Ф. Требин. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 158 с.
6. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа / Б.И. Тульбович. – М.: Недра, 1979.
7. Энгельгард В. Поровое пространство осадочных пород / В. Энгельгард. – М.: Недра, 1964.
8. Песков А.В. Определение газопроницаемости пород с учетом эффекта скольжения газа / А.В. Песков, В.А. Ольховская // *Нефтепромысловое дело*. – 2010. – № 3. – С. 10–12.
9. Басниев К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
10. Байков В.А. Нестационарная фильтрация в сверхнизкопроницаемых коллекторах при низких градиентах давлений / В.А. Байков, А.В. Колонских, А.К. Макатров и др. // *Нефтяное хозяйство*. – 2013. – № 10. – С. 52–56.

11. Байков В.А. Моделирование притока жидкости к скважинам в низкопроницаемых коллекторах с учетом нелинейной фильтрации / В.А. Байков, А.Я. Давлетбаев, Д.С. Иващенко // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 54–58.
12. Шпуров И.В. Обоснование граничного значения проницаемости коллекторов при их дифференциации на классы с высоким и низким фильтрационными потенциалами / И.В. Шпуров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 73–77.
13. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н.Б. Варгафтик. – 2-е изд. – М.: Наука, 1972. – 720 с.
14. Florence F.A. Improved permeability prediction relations for low permeability sands / F.A. Florence, J.A. Rushing, K.E. Newsham et al. // SPE 107954: SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium. – Denver, Colorado, 16–18 April 2007. – 10.2118/107954-MS.
15. Виноградов В.Г. Практикум по петрофизике / В.Г. Виноградов, А.В. Дахнов, С.Л. Пацевич. – М.: Недра, 1990. – 227 с.
16. Дахнов А.В. Повышение достоверности лабораторных определений коэффициента проницаемости по газу на образцах горных пород / А.В. Дахнов, И.Б. Крюкова; под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 100–109. – (Вести газовой науки).
17. Ландау Л.Д. Механика сплошных сред / Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц. – 2-е изд. – М.: Наука, 1954. – § 78.
18. Ландау Л.Д. Теоретическая физика: в 10 т. Т. VI: Гидродинамика / Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц. – М.: Наука, 1986. – 736 с.
19. Физическая акустика: пер. с англ. / под ред. У. Мэзона. – М., 1968. – Т. 2, ч. А.
20. Бергман Л. Ультразвук и его применение в науке и технике / Л. Бергман; под ред. В.С. Григорьева и Л.Д. Розенберга. – 2-е изд. – М.: Иностранная литература, 1957. – 726 с.
21. Stokes G.G. On the theories of the internal friction of fluids in motion, and of the equilibrium and motion of elastic solids / G.G. Stokes // Transactions of the Cambridge Philosophical Society. – 1845. – V. 8. – № 22. – P. 287–342.
22. Tisza L. Supersonic absorption and Stoke's viscosity relation / L. Tisza // Phys. Rev. – 1942. – № 61. – P. 531–536.
23. Cramer M.S. Numerical estimates for bulk viscosity of ideal gases / M.S. Cramer // Phys. Fluids. – 2012. – № 24. – P. 66–102.
24. Bruno D. Relaxation of internal temperature and volume viscosity / D. Bruno, V. Giovangigli // Phys. Fluids. – 2011. – № 23. – P. 93–104.
25. Kundt A. Uber reibung und warmeleitung verdunnter gase / A. Kundt, E. Warburg // Poggendorfs Annalen der Physic and Chemie. – 1875. – P. 155–337.
26. Седов Л.И. Механика сплошной среды / Л.И. Седов. – М.: Наука, 1994. – 560 с.
27. Кикоин А.К. Молекулярная физика / А.К. Кикоин, И.К. Кикоин. – М.: Наука, 1976. – 480 с.
28. Шеберстов Е.В. Особенности массопереноса в коллекторах сланцевого газа и задачи математического моделирования / Е.В. Шеберстов; под ред. Б.А. Григорьева // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 52–59.
29. Добкин С.В. Моделирование продуктивности газоконденсатных скважин / С.В. Добкин, В. Девентер, Г. Намазова и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 4. – С. 17–31.
30. Пат. 2216007 Российская Федерация. Способ измерения объемной вязкости / В.Н. Белоненко, Ю.Э. Беляев, В.Г. Николашев и др.; приоритет от 14.08.2001 // Бюл. № 31. – 10.11.2003.
31. Троицкий В.М. Влияние давления до 150 МПа на сжимаемость и объемную вязкость этиленгликолевых растворов тетрогидрофурана / В.М. Троицкий, М.Н. Родникова, Д.Б. Каюмова и др. // Журнал физической химии. – 2010. – Т. 84 (12). – С. 2190.
32. Жданов В.М. Процессы переноса и релаксации в молекулярных газах / В.М. Жданов, М.Я. Алиевский. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1989. – 335 с.
33. Нагнибеда Е.А. Кинетическая теория процессов переноса и релаксации в потоках неравновесных реагирующих газов / Е.А. Нагнибеда, Е.В. Кустова. – СПб.: Издательство СПбГУ, 2003. – 272 с.
34. Дмитриев Н.М. Уравнение неустановившихся течений по двучленному закону фильтрации в изотропной пористой среде / Н.М. Дмитриев, М.Н. Дмитриев, А.А. Мурадов // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2011. – № 3 (264). – С. 102–111.

Phenomenological approach to analysis of empirical data on gas permeability in porous media. A true reason for Klinkenberg's effect

V.M. Troitskiy

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Projektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. On the grounds of wide measurements and analysis of absolute permeability factor behavior in porous media a phenomenological image of filtration is suggested. It allows for right identification of reasons for diversification of experimental data and theory including contradiction of test results and Klinkenberg's hypothesis about gas sliding.

Ambiguity of gas permeability determination in a laboratory at various reservoir core properties and pressure gradients is demonstrated. Three main zones of filtration with different gas permeability values are selected. In particular, there is a so-called zone of "rock superconductivity", which existence can be explained only through appearance and relaxation of volume viscosity during filtration.

Keywords: gas permeability, filtration, Klinkenberg's effect, Darcy's law, Forchheimer's equations, bulk viscosity of gases, viscosity relaxation.

References

1. KLINKENBERG, L.J. The permeability of porous media to liquids and gases. *Drilling and Production Practice*. Am. Petroleum Inst., 1941, pp. 200–211.
2. AMYX, James W., Daniel M. BASS and Jr. Robert Z. WHITING. *Petroleum reservoir engineering. Physical properties*. N.Y.: McGraw-Hill, 1960.
3. KOTYAKHOV, F.I. *Principals of petroleum reservoir physics* [Osnovy fiziki neftyanogo plasta]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1956. (Russ.).
4. ARYE, A.G. *Physical principals of groundwater filtration* [Fizicheskiye osnovy filtratsii podzemnykh vod]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
5. TREBIN, G.F. *Filtration of fluids and gases in porous media* [Filtratsiya zhidkostey i gazov v poristyykh sredakh]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1959. (Russ.).
6. TULBOVICH, B.I. *Methods for studying rocks being oil-and-gas reservoirs* [Metody izucheniya porod-kollektorov nefti i gaza]. Moscow: Nedra, 1979. (Russ.).
7. ENGELGARD, V. *Porous space of sedimentary rocks* [Porovoye prostranstvo osadochnykh porod]. Moscow: Nedra, 1964. (Russ.).
8. PESKOV, A.V. and V.A. OLKHOVSKAYA. Determination of rocks' gas permeability adjusted for gas slippage effect [Opredeleniye gazopronitsayemosti porod s uchetom effekta skolzheniya gaza]. *Neftepromyslovoye delo*. 2010, no. 3, pp. 10–12. ISSN 0207-2351. (Russ.).
9. BASNIYEV, K.S., I.N. KOCHINA and V.M. MAKSIMOV. *Underground hydrodynamics* [Podzemnaya gidrodinamika]. Moscow: Nedra, 1993. (Russ.).
10. BAYKOV, V.A., A.V. KOLONSKIKH, A.K. MAKATROV et al. Transitional filtration in extra-low-permeable reservoirs at low gradients of pressure [Nestatsionarnaya filtratsiya v sverkhnizkopronitsayemykh kollektorakh pri nizkikh gradiyentakh davleniy]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2013, no. 10, pp. 52–56. ISSN 0028-2448. (Russ.).
11. BAYKOV, V.A., A.Ya. DAVLETBAYEV, D.S. IVASHCHENKO. Modelling of fluid inflow to wells in low-permeable reservoirs with provision for non-linear filtration [Modelirovaniye pritoka zhidkosti k skvazhinam v nizkopronitsayemykh kollektorakh s uchetom nelineynoy filtratsii]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014, no. 11, pp. 54–58. ISSN 0028-2448. (Russ.).
12. SHPUROV, I.V. Substantiation of a marginal value for permeability of reservoirs classified by high and low filtration potentials [Obosnovaniye granichnogo znacheniya pronitsayemosti kollektorov pri ikh differentsiatsii na klassy s vysokim i nizkim filtratsionnymi potentsialami]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2015, no. 9, pp. 73–77. ISSN 0028-2448. (Russ.).
13. VARGAFTIK, N.B. *Reference book on thermal physical properties of gases and liquids* [Spravochnik po teplofizicheskim svoystvam gazov i zhidkostey]. 2nd ed. Moscow: Nauka, 1972. (Russ.).
14. FLORENCE, F.A., J.A. RUSHING, K.E. NEWSHAM et al. *Improved permeability prediction relations for low permeability sands*. SPE 107954. SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium. Denver, Colorado, 16–18 April 2007. 10.2118/107954-MS.
15. VINOGRADOV, V.G., A.V. DAKHNOV, S.L. PATSEVICH. *Manual on petrophysics* [Praktikum po petrofizike]. Moscow: Nedra, 1990. (Russ.).

16. DAKHNOV, A.V. and I.B. KRYUKOVA. Improving reliability of laboratory-determined gas permeability coefficients on rock samples [Povysheniye dostovernosti laboratornykh opredeleniy koeffitsiyenta pronitsayemosti po gazy na obratzsakh gornykh porod]. In: *Important to study hydrocarbon reservoir: collection of sci. articles*. B.A. Grigoryev (ed.). Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012, pp. 100–109. (Russ.).
17. LANDAU, L.D. and Ye.M. LIFSHIZ. *Mechanics of continuous media* [Mekhanika sploshnykh sred]. 2nd ed. Moscow: Nauka, 1954, § 78. (Russ.).
18. LANDAU, L.D. and Ye.M. LIFSHIZ. Hydrodynamics [Gidrodinamika]. In: *Course of theoretical physics* [Teoreticheskaya fizika]: in 10 volumes. Moscow: Nauka, 1986, vol. VI. (Russ.).
19. MASON, W.P. (ed.). *Physical acoustics*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1968, vol. 2, pt. A. (Russ.).
20. BERGMANN, L. *Ultrasound and its application in science and engineering* [Der Ultraschall und seine Anwendung in Wissenschaft und Technik]. Translated from Germ. Eds. V.S. Grigoryev, L.D. Rozenberg. 2nd ed. Moscow: Inostrannaya literatura, 1957. (Russ.).
21. STOKES, G.G. On the theories of the internal friction of fluids in motion, and of the equilibrium and motion of elastic solids. *Transactions of the Cambridge Philosophical Society*. 1845, vol. 8, no. 22, pp. 287–342.
22. TISZA, L. Supersonic absorption and Stoke's viscosity relation. *Phys. Rev.* 1942, no. 61, pp. 531–536.
23. CRAMER, M.S. Numerical estimates for bulk viscosity of ideal gases. *Phys. Fluids*. 2012, no. 24, pp. 66–102.
24. BRUNO, D. and V. GIOVANGIGLI. Relaxation of internal temperature and volume viscosity. *Phys. Fluids*. 2011, no. 23, pp. 93–104.
25. KUNDT, A. and E. WARBURG. Uber reibung und wärmeleitung verdünnter gase. In: *Poggendorfs Annalen der Physik und Chemie*. 1875, pp. 155–337.
26. SEDOV, L.I. *Mechanics of continuous medium* [Mekhanika sploshnoy sredy]. Moscow: Nauka, 1994. (Russ.).
27. KIKOIN, A.K. and I.K. KIKOIN. *Molecular physics* [Molekulyarnaya fizika]. Moscow: Nauka, 1976. (Russ.).
28. SHEBERSTOV, Ye.V. Features of mass transfer in collectors of shale gas and problems of mathematical modelling [Osobennosti massoperenosa v kollektorakh slantsevogo gaza i zadach matematicheskogo modelirovaniya]. *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems* [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 52–59. ISSN 2306-8949. (Russ.).
29. DOBKIN, S.V., V. DEVENTER, G. NAMAZOVA et al. Modelling productivity of gas-condensate wells [Modelirovaniye produktivnosti gazokondensatnykh skvazhin]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*. 2016, no. 4, pp. 17–31. ISSN 2070-6820. (Russ.).
30. BELONENKO, V.N., Yu.E. BELYAYEV, V.G. NIKOLASHEV et al. *Method for measuring volume viscosity* [Sposob izmereniya obyemnoy vyazkosti]. 14 August 2001. Publ.: 10 November 2003 in Bulletin no. 31. RU 2216007. (Russ.).
31. TROITSKIY, V.M., M.N. RODNIKOVA, D.B. KAYUMOVA et al. Impact of pressure up to 150 MPa to compressibility and volume viscosity of ethylene-glycol solutions of tetrahydrofuran [Vliyaniye davleniya do 150 MPa na szhimayemost i obyemnyuyu vyazkost etilenglikolevykh rastvorov tetrogidrofurana]. *Zhurnal fizicheskoy khimii*. 2010, vol. 84(12), p. 2190. ISSN 0044-4537. (Russ.).
32. ZHDANOV, V.M. and M.Ya. ALIYEVSKIY. *Transfer and relaxation processes in molecular gases* [Protsessy perenosa i relaksatsii v molekulyarnykh gazakh]. Moscow: Nauka, 1989. (Russ.).
33. NAGNIBEDA, Ye.A. and Ye.V. KUSTOVA. *Kinetic theory of transfers and relaxations in flows of non-equilibrium active gases* [Kineticheskaya teoriya protsessov perenosa i relaksatsii v potokakh reagiruyushchikh gazov]. St. Petersburg: St. Petersburg State University Publishers, 2003. (Russ.).
34. DMITRIYEV, N.M., M.N. DMITRIYEV, A.A. MURADOV. Equation for unsteady flows according to binominal filtration law in isotropic porous medium [Uravneniye neustanovivshikhsya techeniy po dvuchlennomy zakonu filtratsii v izotropnoy poristoy srede]. *Proc. of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2011, no. 3(264), pp. 102–111. ISSN 2073-9028. (Russ.).