

А.М. Пирвердян

**Физика и гидравлика
нефтяного пласта**

**Москва
«Книга по Требованию»**

УДК 53
ББК 22.3
А11

А11 **А.М. Пирвердян**
Физика и гидравлика нефтяного пласта / А.М. Пирвердян – М.: Книга по Требованию, 2021. – 192 с.

ISBN 978-5-458-34016-8

Изложены основы физики нефтяного пласта, включая физические и гидродинамические понятия. Особое внимание уделено реологическим характеристикам пластовых жидкостей и моделей. Рассмотрены основные положения классической теории фильтрации несжимаемых, слабосжимаемых и несмешивающихся несжимаемых жидкостей. Изложена теория фильтрации газированной жидкости без учета и с учетом фазовых превращений. Рассмотрены основные положения фильтрации взаиморастворимых жидкостей. Освещены проблемы перемещения водонефтяного контакта и обводнения скважин. Для широкого круга инженерно-технических и научных работников, занимающихся проблемами нефтяного пласта. Может быть полезна студентам нефтяных вузов.

ISBN 978-5-458-34016-8

© Издание на русском языке, оформление
«YOYO Media», 2021

© Издание на русском языке, оцифровка,
«Книга по Требованию», 2021

Эта книга является репринтом оригинала, который мы создали специально для Вас, используя запатентованные технологии производства репринтных книг и печати по требованию.

Сначала мы отсканировали каждую страницу оригинала этой редкой книги на профессиональном оборудовании. Затем с помощью специально разработанных программ мы произвели очистку изображения от пятен, клякс, перегибов и попытались отбелить и выровнять каждую страницу книги. К сожалению, некоторые страницы нельзя вернуть в изначальное состояние, и если их было трудно читать в оригинале, то даже при цифровой реставрации их невозможно улучшить.

Разумеется, автоматизированная программная обработка репринтных книг – не самое лучшее решение для восстановления текста в его первоизданном виде, однако, наша цель – вернуть читателю точную копию книги, которой может быть несколько веков.

Поэтому мы предупреждаем о возможных погрешностях восстановленного репринтного издания. В издании могут отсутствовать одна или несколько страниц текста, могут встретиться невыводимые пятна и кляксы, надписи на полях или подчеркивания в тексте, нечитаемые фрагменты текста или загибы страниц. Покупать или не покупать подобные издания – решать Вам, мы же делаем все возможное, чтобы редкие и ценные книги, еще недавно утраченные и несправедливо забытые, вновь стали доступными для всех читателей.

Причем, согласно формуле Стокса, скорость пропорциональна квадрату радиуса частицы. Раньше всего выпадут частицы наибольшего размера r_{\max} , при этом время выпадения этой фракции

$$t_0 = \frac{h}{ar_{\max}^2}.$$

Пусть число размеров частиц настолько велико, что можно от дискретной схемы перейти к непрерывной. Обозначим через dQ массу частиц размера r в пробе песка. В момент времени $t \leq t_0$ на дно сосуда выпадет только часть этой фракции, а именно

$$\frac{t dQ}{t_1} = \frac{t dQ}{(h/ar^2)}.$$

Аналогичные зависимости можно получить для всех фракций. Суммируя эти выражения, получим общую массу выпавшей твердой фазы в виде интеграла

$$F(t) = \frac{\alpha t}{h} \int_{r_{\min}}^{r_{\max}} r^2 Q'(r) dr, \quad \left(t \leq t_0 = \frac{h}{ar_{\max}^2} \right), \quad (I.4)$$

где r_{\min} — минимальный размер частиц.

Таким образом, для периода $t \leq t_0$ характерна прямая пропорциональность между величиной осадка и временем.

При $t > t_0$ часть фракций до размера $r = \sqrt{\frac{h}{\alpha t}}$ уже выпадет. Следовательно, для этой массы можно написать выражение в следующем виде:

$$F_1(t) = \int_{\sqrt{\frac{h}{\alpha t}}}^{r_{\max}} Q'(r) dr = Q(r_{\max}) - Q\left(\sqrt{\frac{h}{\alpha t}}\right). \quad (I.5)$$

Для остальной части выпавшей твердой фазы выражение будет иметь тот же вид, что и (I.4), только верхним пределом интегрирования должен быть $\sqrt{\frac{h}{\alpha t}}$:

$$F_2(t) = \frac{\alpha t}{h} \int_{r_{\min}}^{\sqrt{\frac{h}{\alpha t}}} r^2 Q'(r) dr. \quad (I.6)$$

Суммируя (I.5) и (I.6), получим

$$F(t) = Q(r_{\max}) - Q\left(\sqrt{\frac{h}{\alpha t}}\right) + \frac{\alpha t}{h} \int_{r_{\min}}^{\sqrt{\frac{h}{\alpha t}}} r^2 Q'(r) dr, \quad (I.7)$$

$$\left(t \geq t_0 = \frac{h}{\alpha r_{\max}^2}\right).$$

Уравнение справедливо до тех пор, пока $t \leq \frac{h}{\alpha r_{\max}^2}$.

При $t = \frac{h}{\alpha r_{\max}^2}$ все фракции выпадут, и интеграл в (I.7) будет равен нулю, а поскольку фракций менее r_{\min} нет, то

$$Q\left(\sqrt{\frac{h}{\alpha t_{\min}}}\right) = Q(r_{\min}) = 0$$

и выражение (I.7) примет вид

$$F(t) = Q(r_{\max}) \left(t \geq \frac{h}{\alpha r_{\min}^2}\right). \quad (I.8)$$

Найдем тангенс угла наклона касательной к кривой $F(t)$ в некоторой точке $t \geq t_0$, для чего продифференцируем $F(t)$ по t . Используя правило дифференцирования интеграла по параметру, имеем

$$F'(t) = \frac{\alpha}{h} \int_{r_{\min}}^{\sqrt{\frac{h}{\alpha t}}} r^2 Q'(r) dr. \quad (I.9)$$

Легко показать, что касательная отсекает на оси ординат отрезок, равный

$$Q(r_{\max}) - Q\left(\sqrt{\frac{h}{\alpha t}}\right). \quad (I.10)$$

Но это выражение есть масса фракций, полностью осевших за время t . На этом свойстве основан метод построения интегральной кривой распределения частиц по размерам.

На рис. I.2 показана седиментационная кривая. Проведя в точке t_1 этой кривой касательную, находим отрезок OA_1 , представляющий сумму масс всех фракций размером более $r_1 = \sqrt{\frac{h}{\alpha t_1}}$, выпавших к этому моменту. Сделав несколько таких построений, получим ряд значений $r_1 = \frac{1}{2} d_1$, $r_2 = \frac{1}{2} d_2$, ... и соответствующие им суммы масс фракций.

В нефтепромысловой практике применяются и другие более простые методы и в первую очередь пипеточный (метод Робинсона).

Сущность его заключается в отборе пробы суспензии при помощи пипетки и определении в ней содержания частиц размером менее расчетного.

Существуют и другие методы седиментационного анализа: отмучивание потоком воды, отмучивание сливанием жидкости и др. [10].

После получения описанными способами числовых данных о содержании частиц в породе переходят к составлению соответствующих таблиц. Весь диапазон изменения размеров частиц разбивается на ряд неодинаковых интервалов, причем длины их представляют геометрическую прогрессию. Разумеется, в каждом интервале имеется какое-то число частиц.

Отметим, что не существует строгих методов определения длин интервалов. Решение этой задачи в существенной степени зависит от здравого смысла и интуиции исследователя. При очень дробном делении возможно получение «пустых» промежутков; при больших интервалах могут исчезнуть особенности вида распределения. Каждому интервалу соответствует своя частота значений размеров частиц.

При такой разбивке область, соответствующая мелкозернистым фракциям, будет очень сжата и неудобочитаема. Кроме того, неравенство интервалов усложняет вычисление гранулометрических коэффициентов, характеризующих неоднородность породы. Единственное преимущество шкалы заключается в ее наглядности.

Более целесообразны нелинейные шкалы: шкала, предложенная Крамбейном, или шкала В. П. Батурина.

Согласно Крамбейну вычисляется функция

$$\Phi = -\log_2(d/d_0), \quad (I.11)$$

где d_0 — размер частицы, равный 1 мм, d — размер частицы, мм.
По В. П. Батурину

$$\gamma = -10 \log_{10}(d/d_0). \quad (I.12)$$

При таком разбиении интервалы значений Φ оказываются одинаковыми (табл. I.2).

На рис. I.3 приводятся частотная гистограмма (a) и кумулятивная кривая (b), построенные по данным табл. I.2. Ниже под осью абсцисс Φ нанесены значения d в линейной шкале.

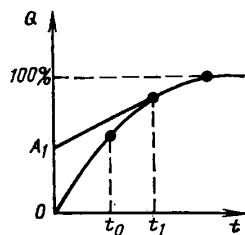


Рис. I.2. Седиментационная кривая

Таблица 1.2

Числовые данные о содержании частиц в породе

| Интервал | | Средина интервала | | Частота, % | Кумулятивная частота, % |
|---------------|--------|-------------------|--------|---------------|-------------------------------|
| d , мкм | Φ | d , мкм | Φ | | |
| 0,5—0,25 | 1—2 | 0,375 | 1,5 | 1 | 1 |
| 0,25—0,125 | 2—3 | 0,187 | 2,5 | 2 | 3 |
| 0,125—0,0625 | 3—4 | 0,094 | 3,5 | 6 | 9 |
| 0,0625—0,0312 | 4—5 | 0,017 | 4,5 | 21 | 30 |
| 0,0312—0,0156 | 5—6 | 0,023 | 5,5 | 10 | 70 |
| 0,0156—0,0078 | 6—7 | 0,012 | 6,5 | 25 | 95 |
| 0,0078—0,0039 | 7—8 | 0,006 | 7,5 | 4 | 99 |
| 0,0039 | 8 | — | — | 1 | 100 |

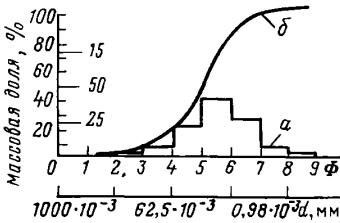


Рис. 1.3. Частотная гистограмма (а) и кумулятивная кривая (б).

Шкалы: 0—100 к а; 35—15 к б

Полученные описанным выше способом функции распределения должны служить основой для составления обобщенной статистической характеристики распределения зерен песка. Все эти характеристики определяются либо с целью непосредственной генетической интерпретации осадков или для анализа обстановки и условий осадконакопления.

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Полная (общая) или абсолютная пористость m представляет собой отношение суммарного объема пор $V_{\text{пор}}$ образца породы к видимому его объему V_0 :

$$m = V_{\text{пор}}/V_0. \quad (1.13)$$

В объем порового пространства входят все пустоты и трещины, независимо от того сообщаются или не сообщаются они друг с другом. Однако с гидродинамической точки зрения представляют интерес сообщающиеся между собой поровые объемы $V'_{\text{пор}} < V_{\text{пор}}$. Отношение

$$m' = V'_{\text{пор}}/V_0 \quad (1.14)$$

называется эффективной (открытой) пористостью. По некоторым данным величина m' обычно составляет 0,9—0,95 величины

абсолютной пористости [34]. Однако вряд ли этот вывод справедлив для песков, которые характеризуются практически одинаковыми значениями полной и открытой пористости. Для песчаников же и алевролитов, согласно А. А. Ханину, $m' = 0,94 - 0,95$, что в общем согласуется с [34].

Анализ фактических данных показывает, что пористость нефтяных пластов (коллекторов) колеблется в широком диапазоне от 0,05 до 0,40, обычно же она равна 0,10—0,20. Пористость не всегда является однозначным показателем, характеризующим промышленное значение коллектора (залежи). И при очень малой пористости (0,01—0,05) коллектор можно отнести к категории промышленных, если в нем имеются трещины, каверны или разломы, которые, однако, не всегда можно обнаружить в образцах породы.

Введем понятие коэффициента просветности. С этой целью рассмотрим параллелепипед малого размера, вырезанный из породы, включающей в себя очень большое число частиц (рис. I.4). Рассечем плоскостями z , $z + dz$ этот параллелепипед. Отношение суммы площадей просветов ω_1 , ω_2 , ... ко всей площади сечения ab называется коэффициентом просветности:

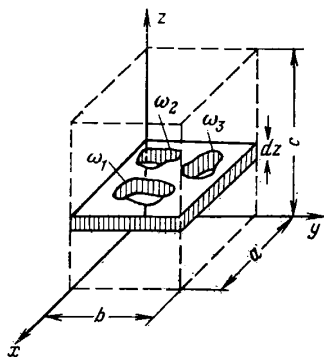


Рис. I.4. К определению пористости

$$m'' = \frac{\sum \omega_i}{ab}. \quad (\text{I.15})$$

Очевидно, что поскольку толщина слоя есть dz , безразлично, к какой плоскости (нижней, верхней или промежуточной) относится сумма просветов $\sum \omega_i$.

Проведем плоскость, перпендикулярную к оси dy , которая пересечет поры выделенного элементарного слоя dz . Суммируя длины λ_1 , λ_2 , ... просветов вдоль линии пересечения (суммировать можно по любой плоскости элементарного слоя dz) и отнеся эту сумму к длине a параллелепипеда, получим

$$m' = \frac{\sum \lambda_i}{a}. \quad (\text{I.16})$$

Эту величину назовем коэффициентом линейной просветности.

Усредняя величину m' по направлению оси y при $z = \text{const}$, получим

$$\bar{m}' = \int_0^b \frac{m' dy}{b} = \frac{1}{ab} \int_0^b \sum \lambda_i dy = \frac{\sum \omega_i}{ab} = m'', \quad (\text{I.17})$$

т. е. среднее значение линейной просветности равно коэффициенту просветности.

Усреднение m'' по оси z дает величину объемной просветности

$$\bar{m}'' = \int_0^c \frac{m'' dz}{c} = \frac{1}{abc} \int_0^c \sum \omega_i dz = m, \quad (I.18)$$

т. е. среднее значение коэффициента просветности равно объемной пористости. Выведенные соотношения справедливы для всех пористых сред.

Если пористая среда хаотически упорядочена, то m' и m'' одинаковы для всех линий и плоскостей усреднения и равны объемной пористости (при условии, что выделенный объем содержит достаточно большое число твердых частиц). Это положение не относится к пористым средам гетеротропного (анизотропного) характера. Простейший пример такой среды — среда с частым переслаиванием слоев, характеризующихся различной общей пористостью.

ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Проницаемость породы — способность ее пропускать через себя жидкость или газ.

Рассмотрим следующий опыт. Через цилиндрическую колонку, заполненную пористой средой и наклоненную под некоторым углом к горизонту, фильтруется снизу вверх вода. Пусть давления на оси трубы при входе и выходе из нее равны соответственно p_1 и p_2 . Согласно закону Дарси, объемный расход воды

$$Q = k_0 F \frac{p_1 - p_2 - \rho g z}{L}, \quad (I.19)$$

где F — площадь поперечного сечения колонки (площадь фильтрации); L — длина колонки; ρ — плотность воды; g — ускорение свободного падения; k_0 — коэффициент пропорциональности; z — превышение выходного сечения над входным (в случае нисходящего потока перед z должен быть поставлен знак плюс).

При этом предполагается, что через среду фильтруется вода при неизменной температуре.

В дальнейшем формула (I.19) была обобщена на случай фильтрации ньютоновской жидкости и приняла вид

$$Q = \frac{k}{\mu} F \frac{p_1 - p_2 - \rho g z}{L}, \quad (I.20)$$

где μ — динамическая вязкость жидкости, k — проницаемость пористой среды, зависящая только от геометрии пористой среды.

В написанном выше виде (I.20) закон фильтрации относится к линейному потоку.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Наиболее просто удельная поверхность горных пород определяется по гранулометрическому составу и пористости.

К динамическим методам определения удельной поверхности относится метод, основанный на использовании данных по течению воздуха через пористую среду.

При заданном значении расхода воздуха находится перепад давления, и затем по формуле Дарси вычисляется проницаемость¹. Далее по формуле Кармана или её аналогичной рассчитывается величина удельной поверхности (табл. I.3). Недостатком метода является необходимость делать то или иное предположение о величине извилистости ξ поровых каналов. Однако этот метод пригоден для крупнозернистых структур (грубодисперсные структуры), поперечный линейный размер пор которых во много раз больше свободного пробега молекул воздуха. Поэтому скольжением газа по стенкам пор можно пренебречь.

Т а б л и ц а I.3

Удельная поверхность, определенная различными способами

| Радиус шариков, мкм | Удельная поверхность шариков, м ² /кг | | |
|---------------------|--|----------------------|---------------------------------------|
| | по методам Козени, Кармана, Товарова | по методике Дерягина | по результатам дисперсионного анализа |
| 10—15 | 161 | 269 | 259 |
| 15—20 | 82 | 189 | 178 |
| 20—25 | 58 | 116 | 118 |
| 40—60 | 27 | 48 | 51 |

ТРЕЩИНОВАТЫЕ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ

Многие коллекторы характеризуются наличием большого числа трещин, являющихся проводниками нефти и иногда емкостями (вместилищами) для нее. Проницаемость блоков настолько мала, что они сами по себе без наличия трещин не могут отдавать нефть. Отдача ее из блоков происходит, как правило, за счет перетоков нефти из них в трещины, по которым

¹ Незначительность величины перепада давления в опытах дает основание пренебречь сжимаемостью воздуха и рассчитывать поток по формуле Дарси для несжимаемой жидкости.

из-за весьма высокой проводимости трещин происходит перемещение нефти к скважинам. Условие такого процесса: существование системы сильно разветвленных, сложно ориентированных в пространстве трещин, обеспечивающих значительную площадь контакта (дренажа) между блоками и проводимыми каналами.

Чтобы иметь представление о проводимости одиночной трещины, приведем следующий пример. Если представить трещину в виде узкой щели, образованной двумя параллельными гладкими плоскостями, то, согласно формуле Буссинеска [42], расход жидкости через нее будет

$$q = \frac{\delta^2}{12\mu} (b\delta) \frac{\Delta p}{L}, \quad (I.21)$$

где $b\delta$ — площадь сечения трещины, равная произведению ширины ее b на раскрытость трещины.

Проведя аналогию между этой формулой и законом Дарси, величину $\delta^2/12$ можно рассматривать как проницаемость трещины:

$$k_{\text{тр}} = \frac{\delta^2}{12}. \quad (I.22)$$

Если n общее число трещин, соответствующее толщине пласта h , то суммарный дебит через все трещины будет

$$Q = \frac{\delta^2}{12\mu} (b\delta) \frac{\Delta p}{L} n. \quad (I.23)$$

Введем понятие пористости трещин

$$m = n\delta/h. \quad (I.24)$$

Подставляя значение n из (I.24) в (I.23), получим

$$Q = \frac{\delta^2 m}{12\mu} (bh) \frac{\Delta p}{L} = \frac{\delta^2 m}{12\mu} F \frac{\Delta p}{L} = \frac{k_{\text{тр}}}{\mu} mF \frac{\Delta p}{L}. \quad (I.25)$$

Сравнивая с формулой Дарси, получим

$$k = k_{\text{тр}} m = \frac{\delta^3 n}{12h}, \quad (I.26)$$

где k — проницаемость породы с трещинами.

Обычно величина раскрытости трещин (табл. I.4) имеет порядок 10—100 мкм [67].

Пусть $h = 10$ м, $n = 10$, тогда для указанного диапазона значений раскрытости (10—100 мкм) согласно (I.26) имеем $k \approx 0,8(10^{-4} \div 10^{-1})$ мкм².

Так как 1 мкм² = 1 Д (дарси), получим окончательно: $k \approx 0,8(10^{-4} \div 10^{-1})$ Д.

Диапазон изменения проницаемости весьма широк и зависит от густоты трещин и особенно от раскрытости их.

Раскрытость трещин различных пород

| Породы | Раскрытость трещин, мкм | | | |
|--------------------------------------|-------------------------------------|--|---------------------------------|----------------------------------|
| | Башкирское Приуралье (нижняя пермь) | Южно-Минусинская впадина (средний девон) | Грозненский район (верхний мел) | Иркутский район (нижний кембрий) |
| Известняк органогенный | 14 | 18 | 21—23 | — |
| Известняк тонкозернистый доломитовый | — | — | 22 | — |
| Известняк органогенный доломитовый | 15—18 | — | — | — |
| Доломит разномзернистый | — | — | — | 14—18 |
| Доломит неравнозернистый | — | — | — | 16—20 |
| Мергели | 17 | 16 | — | 14 |
| Аргиллиты и сланцы | — | 15 | — | 12—21 |
| Песчано-алевролитовые породы | — | 15 | — | 13—21 |
| Ангидрито-доломитовые породы | — | — | — | 17 |
| Соли | — | — | — | 25—80 |

Приведем окончательную формулу Г. М. Ломизе для определения расхода в шероховатой щели при ламинарном режиме:

$$q = \frac{\delta^2}{12\mu [1 + 6(e/\delta)^{1,5}]} (\delta b) \frac{\Delta p}{L}, \quad (I.27)$$

где e — абсолютная шероховатость щели.

Переход ламинарного режима в турбулентный определяется критическим значением числа Рейнольдса:

$$Re_{кр} = \frac{\rho \delta v}{\mu} = \frac{\rho \delta q}{\mu \delta b} = \frac{\rho q}{\mu b}, \quad (I.28)$$

которое зависит от относительной шероховатости $\epsilon = e/\delta$.

На рис. I.5 приводится построенная нами по экспериментальным данным Г. М. Ломизе [67] зависимость между числом $Re_{кр}$ и относительной шероховатостью.

Для турбулентного режима формула Г. М. Ломизе имеет вид

$$q = \sqrt{\frac{\delta \Delta p}{\rho L}} (\delta b) \left(2,6 + 5,11 \lg \frac{\delta}{2e} \right). \quad (I.29)$$

Формула соответствует режиму с полным проявлением шероховатости, т. е. течению, описываемому квадратичным законом сопротивления [67]. Поэтому кривая на рис. I.5 не является границей между ламинарным и квадратичным режимами. Ее следует рассматривать как некоторый практический

предел применимости линейного, ламинарного режима, но отнюдь не как предел, начиная с которого, можно пользоваться формулой (1.29).

Данные непосредственных измерений величины шероховатости в шлифах показывают, что относительная шероховатость ϵ колеблется в пределах 0,003 и 0,05 [67]. Этот очень важный результат дает возможность оценить влияние шероховатости на величину фильтрационных сопротивлений. Подстановка даже верхнего предела $\epsilon = 0,05$ в формулу (1.27) ламинарного режима дает

$$q = \frac{\delta^2}{12\mu(1 + 6\epsilon^{1,5})} (\delta b) \frac{\Delta p}{L} \approx \frac{\delta^2}{12,7\mu} (\delta b) \frac{\Delta p}{L},$$

т. е. эта формула практически не отличается от формулы (1.21) для гладкой щели. Таким образом, при соответствующих гидродинамических расчетах шероховатостью стенок трещин можно пренебречь.

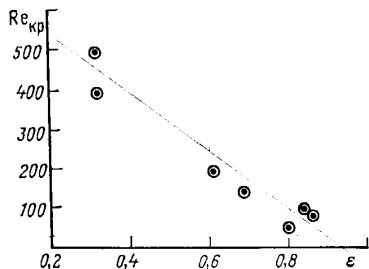


Рис. 1.5. Зависимость критического числа Рейнольдса от относительной шероховатости

Без знания параметров трещиноватости невозможно изучение фильтрационных потоков в трещиноватых породах. К этим параметрам относятся: раскрытие трещин, частота (т. е. степень растресканности породы) и ориентированность трещин в пространстве.

Кроме раскрытия трещин должен также учитываться еще показатель, характеризующий растресканность породы

$$P = \Delta l / \Delta S, \quad (1.30)$$

где Δl — сумма следов трещин, выходящих на элементарную площадку образца ΔV .

А также следует учитывать и густоту трещин

$$\Gamma = \Delta n / \Delta L. \quad (1.31)$$

Сущность этого параметра ясна из рис. 1.6.

МЕЖФАЗНОЕ НАТЯЖЕНИЕ И КАПИЛЛЯРНОЕ ДАВЛЕНИЕ

Допустим, что на поверхности твердого тела Z находится капля жидкости I , покрытая не смешивающейся с ней жидкостью 2 меньшей плотности (рис. 1.7).

Мерой смачивания поверхности является контактный угол Θ , отсчитываемый обычно в сторону жидкости с большей плот-