

П. П. АВДУСИН и М. А. ЦВЕТКОВА

РОЛЬ СТРУКТУРЫ КОЛЛЕКТОРОВ В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

(Представлено академиком С. И. Мироновым 21 X 1949)

Одной из наиболее важных проблем, стоящих перед нефтяной промышленностью, является создание такой системы разработки нефтяного месторождения, которая обеспечивала бы наиболее эффективную выработку нефти.

Одним из наиболее важных факторов решения этой проблемы является расстояние между скважинами, которое может быть определено на основании научно обоснованных расчетов дренажа разрабатываемого участка нефтяного пласта. Радиус дренажа скважины может быть определен как расстояние в плоскости пласта, на которое скважина в данный момент оказывает свое дренирующее влияние. Как показывают наблюдения над разработкой нефтяных залежей, радиус дренажа не является величиной постоянной: эта величина меняется как в процессе разработки залежи, так и в отдельных пластах месторождения.

Расчет работы нефтяного пласта проводится с помощью целого ряда формул, так или иначе повторяющих известную формулу Дюпюи, в которой дебит скважины определяется с помощью мощности пласта, величины действующего фактора пласта, вязкости нефти, радиуса дренажа и коэффициента проницаемости пласта. Последняя величина — проницаемость пород нефтяного пласта (в дарси) — и кладется в основу решения всех задач, связанных с определением скорости перемещения жидкости в пласте, радиуса дренажа пласта и т. д.

Однако нередко расчеты, построенные на проницаемости пласта, не дают правильного решения задач, связанных с определением характера перемещения нефти в пласте. При определении скорости движения нефти в породах пласта на основании данных о проницаемости пород K мы получаем значение кажущейся скорости нередко значительно отличающееся от действительной скорости перемещения нефти в породах пласта.

В самом деле, коэффициент проницаемости K определяется, исходя из величины Q :

$$Q = mv,$$

где Q — расход нефти, протекающей в единицу времени через единицу площади сечения пласта, m — масса жидкости, находящейся в движении в единице объема пласта, v — рабочая скорость* перемещения нефти.

* Под рабочей скоростью мы условно понимаем скорость перемещения эффективной массы нефти (активной нефти) в породах, исключая перемещение нефти в капиллярных и других неэффективных поровых каналах породы-коллектора.

Но так как структура пород коллекторов бывает различной, то одно и то же значение Q может быть получено при разных значениях рабочей скорости потока нефти в пласте.

Мы показали ⁽¹⁾, что масса нефти m , принимающая участие в движении по пласту, может быть определена величиной эффективной пористости породы; скорость перемещения нефти в пласте зависит, помимо действующего и других факторов пласта, от степени сложности строения поровых каналов коллектора, от величины смачиваемого периметра поровых каналов. Косвенное представление о степени сложности строения поровых каналов дает параметр Φ ⁽¹⁾, представляющий величину, обратную отношению периметра поровых каналов на площади 1 см^2 к периметру эквивалентного сечения цилиндрического канала на той же площади.

Изучение структуры пород-коллекторов нефтяных месторождений показывает (табл. 1), что коллекторы, имеющие большие и малые значения эффективной пористости, но соответственно малые и большие значения параметра Φ , могут иметь близкие значения K , т. е. породы с разной структурой порового пространства могут иметь близкие между собой значения проницаемости.

Сопоставляя величины структурных параметров пород-коллекторов — эффективную пористость P_e и гидравлическую характеристику Φ — с отдачей пласта при его разработке, мы обнаружили связь между параметром Φ и скоростью перемещения нефти в пласте.

Опираясь на экспериментальные данные о движении нефти в породах-коллекторах, мы задались целью определить рабочую скорость движения нефти в пласте в зависимости от Φ *

Для экспериментов были использованы пески некоторых нефтяных месторождений Советского Союза, а также модели кварцевых песков с зёрнами, имеющими размеры в 0,65—0,80 мм, 0,4—0,5 мм, 0,2—0,3 мм и 0,08—0,12 мм. В качестве жидкости употреблялось вазелиновое масло вязкостью в 4,47 и 6,5° Э. С песками опыты проводились в модели пласта, представленного серией последовательно соединенных (шести) стеклянных цилиндров, расположенных в горизонтальной плоскости, на специальной подставке. Длина цилиндров равнялась 50 см, диаметр трубок 5 см; между каждым двумя цилиндрами находился ртутный манометр, по показаниям которого можно было судить о давлении в «пласте». Песок перед опытом увлажнялся до 20%.

Результаты опытов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Петрографическая характеристика исследованных образцов	Проницаемость в дарси	Эффективн. пористость в %	Φ	Средняя скорость движения жидкости в см/сек.*
Кварцевый песок, фр. 0,65—0,80 мм	173,450	24,6	0,043	0,0442
То же, фр. 0,4—0,5 мм	40,958	21,0	0,030	0,0126
То же, фр. 0,2—0,3 мм	24,903	21,3	0,023	0,0078
То же, фр. 0,08—0,12 мм	4,500	24,9	0,014	0,0023
Песок мелкозернистый кварцевый; продуктивная толща, Кирмакинская долина	1,775	21,1	0,080	0,0006
Песок мелкозернистый, полимиктовый; продуктивная толща, Кабристан	1,018	8,0	0,0095	

* При перепадах давления на концах 3-м трубок, равных 0,5 атм.

Анализ этих данных показывает, что при переходе от коллекторов с простой структурой порового пространства, имеющих $\Phi > 0,020$, к

* Работы выполнялись в лабораториях Института нефти АН СССР.

коллекторам со сложной структурой с $\Phi < 0,020$ рабочая скорость перемещения жидкости резко снижается. Изменяя величину действующего фактора пласта, т. е. перепад давления в нашей установке, мы получали аналогичную зависимость величины v от Φ . При $\Phi < 0,003$, нефть в пласте практически не перемещается, несмотря на то, что порода может иметь заметную величину P_3 , т. е. заметное нефтенасыщение. Полученные данные показывают, как важно знать строение пород-

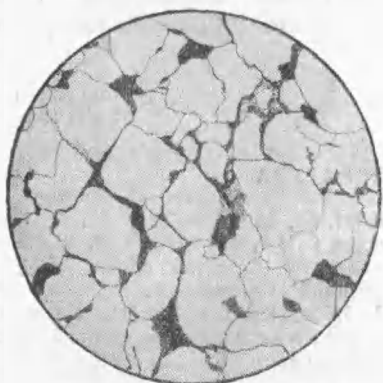


Рис. 1. Песчаник кварцевый; угленосная свита нижнего карбона. Верхняя часть горизонта В, Сызрань. $P_3 = 14,68$; $\Phi = 0,032$

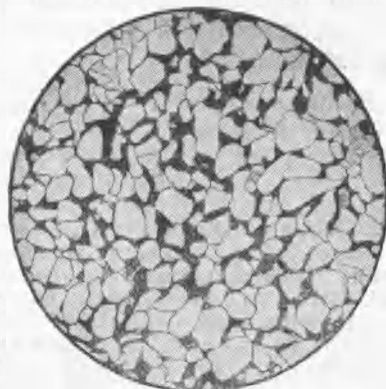


Рис. 2. Песчаник кварцевый; чокракско-спиралисовые слои, XVI пласт, Октябрьский р-н. $P_3 = 15,19$; $\Phi = 0,037$

коллекторов при решении задач, связанных с определением радиуса дренажа скважин, радиуса так называемой депрессионной воронки скважины, интерференционного влияния скважин и т. д.

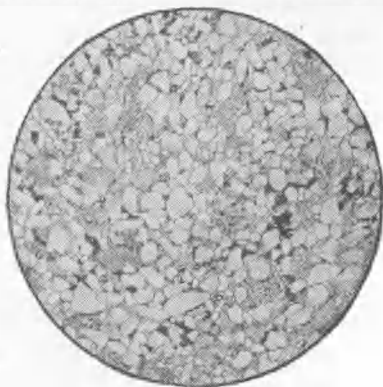


Рис. 3. Песчаник полиминеральный, глинистый; продуктивная толща, Кабристан. $P_3 = 8,0$; $\Phi = 0,0095$

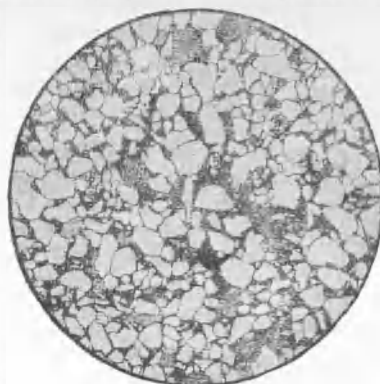


Рис. 4. Песок полиминеральный, глинистый; ширакская толща, гор. IX, Мирзаани. $P_3 = 11,16$; $\Phi = 0,011$

Учитывая данные разработки нефтяных месторождений Советского Союза, а также данные последней серии опытов нашей лаборатории, мы приходим к выводу, что наибольшие рабочие скорости движения нефти в пластах возможны в коллекторах, имеющих наиболее простую структуру порового пространства (коллекторы 1-й группы нашей классификационной схемы (¹), характеризующиеся большой величиной Φ ($> 0,025$)), и, наоборот, малые радиусы дренажа обнаруживают скважины в пластах с коллекторами со сложной структурой порового про-

странства ($\Phi < 0,010$). Примером коллекторов первой группы могут быть некоторые пласты песков девонской системы южной части Русской платформы, пески угленосной толщи карбона центральной части Русской платформы (рис. 1), пески майкопской свиты и миоцена Северного Кавказа (рис. 2). Примером коллекторов с $\Phi < 0,01$ (коллекторы 3-й группы по нашей классификации) могут служить некоторые пески продуктивной толщи Кабристана (АзССР), пески ширакской свиты (неоген Грузии) и т. д. (рис. 3 и 4).

Таким образом, правильный учет структурных параметров пород пласта необходим для успешного решения задачи рациональной разработки нефтяных недр.

Институт нефти
Академии наук СССР

Поступило
23 VII 1949

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ П. П. Авдусин и М. А. Цветкова, ДАН, 57, № 9 (1947). ² М. А. Гейман, Исследование скважин на нефтяных промыслах США, М., 1946. ³ Л. С. Лейбензон, Движение природных жидкостей и газов в пористой среде, М., 1947. ⁴ В. Н. Щелкачев, Основы подземной нефтяной гидравлики, М.—Л., 1945. ⁵ И. А. Чарный, Изв. АН СССР, ОТН, № 11, 1519 (1946). ⁶ А. П. Крылов, М. М. Глоговский, М. Ф. Мирчинк, Н. М. Николаевский и И. А. Чарный, Научные основы разработки нефтяных месторождений, М.—Л., 1948.