

ПЕТРОГРАФИЯ

П. П. АВДУСИН и М. А. ЦВЕТКОВА

СТРОЕНИЕ НЕФТЕНОСНЫХ ПОРОД И ИХ ФИЛЬТРУЮЩИЕ СПОСОБНОСТИ

(Представлено академиком С. И. Мироновым 8 III 1947)

Строение (геометрия) порового пространства коллектирующих нефть отложений зависит от той физико-географической обстановки, в которой происходило формирование этих отложений (первичная пористость), а также тех геохимических (процессы диагенеза) и тектонических факторов, которые влияли на осадки в последующие за формированием их геологические эпохи (7).

Изучение структуры нефтеносных пород, а также причин образования пустот в них одновременно с привлечением данных регионального литологического анализа дает нам интересный материал к решению весьма актуальной задачи о фациях коллекторов нефти и о возможных границах их распространения в пределах интересующих нас нефтеносных провинций. В процессе формирования нефтяной залежи нефть, проникая в горные породы, заполняет все сообщающиеся между собой пустоты, каналцы и трещины. Масса жидких углеводородов, заключающаяся в единице объема коллектора, определяет величину нефтенасыщения породы.

В случае вскрытия буровой скважиной нефтяной залежи и нарушения системы равновесия подвижной фазы пласта к забою скважины устремляется не вся масса нефти, находящаяся в породе-коллекторе, а лишь та часть ее, которая заполняет более или менее легко сообщающиеся поровые пространства коллектора; это нефть „активная“ (3, 6). Нефть же, заполняющая капиллярные и субкапиллярные трещины и пустоты породы, а также связанная контактными явлениями с твердой фазой пласта, в движении нефтяного потока практически не участвует. При подходе к изучению нефтяной залежи под углом зрения промышленной ее оценки нам необходимо знать строение именно тех каналов, по которым и происходит перемещение жидкой фазы пласта.

В свое время нами была разработана и опубликована методика исследования структуры нефтеносных пород (1, 2). Пользуясь методикой исследования плоско-параллельных препаратов пород, обработанных бакелитовой смолой, можно с достаточной точностью определить объем поровых пространств, заполняемых активной нефтью, т. е. эффективную пористость породы.

О характере строения поровых пространств коллекторов мы судим по гидравлической характеристике коллектора

$$\Phi = L / \Sigma l,$$

где Σl — действительный периметр эффективных поровых каналов на площади 1 см^2 , L — периметр эквивалентного по сечению эффективной пористости идеального цилиндрического канала (1).

Таким образом, знание структурных параметров породы: Φ , определяющего морфологические особенности поровых пространств кол-

лектора, и P_3 — эффективной емкости породы позволяет подойти к решению вопроса об отдаче пласта и к определению промышленной ценности залежи.

Некоторые исследователи пытаются промышленную характеристику коллекторов ограничить только их фильтрующей способностью (коэффициентом фильтрации) (4,5). Однако коэффициент фильтрации позволяет судить о массе флюида, проходящего через определенный объем породы в определенное время, но не дает возможности судить ни о скорости перемещения нефти в пласте, ни об эффективной емкости коллектора.

Таблица 1

Характеристика образцов пород	Эффект пористости P_3	Гидравл. характеристика Φ	Проницаемость K
Кварцевый песок с размером зерен 0,7 мм	27,52	0,032	143,206
То же, с размером зерен 0,42 мм	28,43	0,028	110,670
То же, с размером зерен 0,20 мм	28,42	0,0198	24,623
То же, с размером зерен 0,08 мм	28,17	0,007	4,492
Песчаник полимиктовый, продуктивной толщи Айран-Текаян, обр. 267	4,87	0,10	0,0222
Песчаник полимиктовый, уфимская свита Змиево, скв. 1, глуб. 54,7 м	5,00	0,0097	0,0087
Кварцевый песок уплотненный, девон Ухты, скв. 96, глуб. 143,10—147,6 м, обр. 2	7,42	0,0047	0,060
Кварцевый песок уплотненный, Ухта, скв. 94, глуб. 145—149 м	19,92	0,016	4,420
То же, скв. 122, глуб. 181,5—187,5 м	20,50	0,0152	4,000
То же, скв. 94, глуб. 152,5—154,5 м	21,92	0,0130	2,950
То же, скв. 96, глуб. 150,4—156,5 м	22,4	0,0088	1,725
Металлическая шайба, площадь поперечного сечения 1 см ² ; 1 отверстие диам. 5,3 мм	22,05	1	166,3453
То же, 3 отверстия диам. 3,2 мм	24,11	0,552	155,5045
То же, 4 отверстия диам. 2,45 мм	18,84	0,542	133,7504
То же, 9 отверстий диам. 1,45 мм	17,63	0,137	72,8232
То же, 84 отверстия диам. 0,55 мм	19,94	0,115	26,5641
То же, 121 отверстие диам. 0,52 мм	21,67	0,084	18,5791

Для выяснения характера зависимости между фильтрующей способностью породы (K) и ее структурными параметрами (P_3 и Φ) нами поставлен ряд экспериментов, для которых выбраны три серии образцов песчаных пород, имеющих эффективную пористость $P_3^1 = 27—28\%$, $P_3^2 = 20—23\%$ и $P_3^3 = 5—7\%$. В каждой из этих трех серий были подобраны породы с различной структурой порового пространства, т. е. с различными значениями Φ .

Коллекции образцов для экспериментов составлялись, главным образом, из естественных коллекторов нефти — например пески девона с Ухты, пески уфимской свиты из Татарии, пески продуктивной толщи из Кабристана, а также отдельные фракции гранулометрического анализа чистых кварцевых песков. Так как естественные песчаные коллекторы весьма редко имеют значения $\Phi > 0,050$, нами в опытах были использованы модели пористых тел в виде металлических цилиндров с отверстиями, сечения которых отвечали заданным значениям P_3 и Φ . Проницаемость пород определялась на приборах ЛП, сконструированных лабораторией пласта Института горючих ископаемых АН СССР; флюидом в опытах служил керосин; перепад давления в приборах ЛП брался равным 0,5 атм., значение K фильтрации определялось как средне-арифметическое из 5 замеров.

Результаты исследования приведены в табл. 1 и на рис. 1. Данные экспериментов расположились по трем гиперболическим кривым, отвечающим трем сериям пород.

Анализ кривых рис. 1 показывает:

1) что между структурными параметрами породы, с одной стороны, и фильтрующей способностью коллектора существует определенная функциональная зависимость, т. е. $K=f(\Phi, \Pi)$ Ф);

2) чем большие значения эффективной пористости имеет порода, тем резче зависимость K (фильтрации) от гидравлической характеристики коллектора Ф;

3) резкие изменения (изломы) в конфигурациях кривых I, II и III наблюдаются в точках, абсциссы которых имеют значение $\Phi^1=0,010$ и $\Phi^2=0,025$. Эти значения Ф отвечают сложной ($\Phi < 0,010$) и простой ($\Phi > 0,025$) структурам коллекторов, отвечающим 3-й и 1-й группам предложенной нами классификации (1, 2).

Примером нефтеносных пород первой группы могут быть кварцевые пески нижнего карбона и девона центральной части Русской платформы (Туймаза, Самарская Лука, Саратов) или кварцевые пески продуктивной толщи Апшеронского полуострова; примером коллекторов со сложной структурой поровых пространств могут служить некоторые прослои полимиктовых глинистых песков продуктивной толщи северо-западного Кабристана или некоторые пласты полимиктовых песков верхнего отдела мизанской свиты неогена Грузии.

Чем сложнее структура порового пространства нефтяного коллектора, чем больше величина периметра каналов (на площади 1 см^2), по которым перемещаются главные массы нефти в пласте, тем большие сопротивления движению испытывает поток нефти, тем быстрее падает давление в пласте в радиальных направлениях и тем меньше эффективный "радиус" дренажа скважины.

Проведенный цикл исследований еще раз подчеркивает важную роль, которую играют структурные параметры нефтяного пласта при решении вопросов рациональной разработки нефтеносных недр. Не следует, однако, забывать, что при решении динамических задач пласта, помимо литологических факторов, громадную роль играют действующие силы пласта (давление газа, воды и т. д.), а также физико-химические свойства флюида (его однородность, вязкость, полярная активность и др.).

Лишь при учете физического состояния всей сложной системы пласта задачи рациональной разработки нефтяных залежей могут получить полное и эффективное решение.

Институт горючих ископаемых
Академии Наук СССР

Поступило
8 III 1947

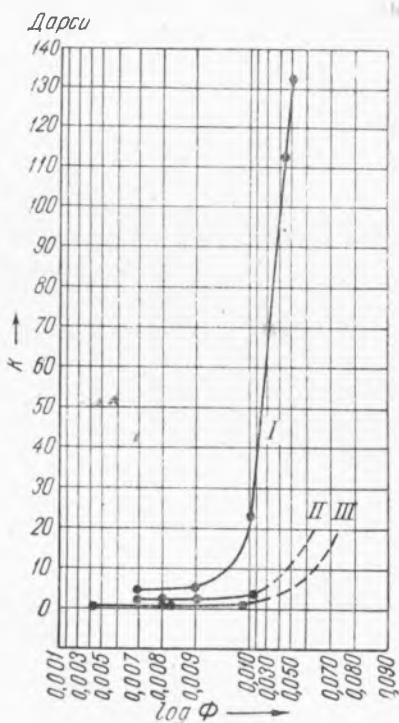


Рис. 1. Зависимость проницаемости пород-коллекторов от структурных параметров. I — $P_3=27-28\%$, II — $P_3=20-23\%$, III — $P_3=5-7\%$

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ П. П. Авдусин и М. А. Цветкова, ДАН, 20, № 2—3 (1938). ² П. П. Авдусин и М. А. Цветкова, ДАН, 41, № 2 (1943). ³ А. С. Юрен, Принципы разработки нефтяных месторождений, М., 1939. ⁴ Н. J. Fraser, J. of Geology, 43, No. 8 (1935). ⁵ M. Muskat, The Flow of Homogeneous Fluids through Porous Media, 1937. ⁶ C. M. Newin, Porosity Permeability, Compaction Problem of Petroleum Geology, 1929. ⁷ П. П. Авдусин, ДАН, 57, № 8 (1947).