

ЛИТОЛОГИЯ

П. П. АВДУСИН и М. А. ЦВЕТКОВА

**О «СТРУКТУРЕ» ПОРОВЫХ ПРОСТРАНСТВ ПЕСЧАНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ**

*(Представлено академиком И. М. Губкиным 5 V 1938)*

В последнее время в нефтяной литературе появился целый ряд работ, посвященных выяснению гидродинамических процессов флюида в пористой среде. Это работы, главным образом, американских ученых Герольда (H. Herold), Л. С. Юрена (L. S. Uren), Феттке (Ch. Fettke), Р. Д. Вискоффа (R. D. Wuskoff), Бутсета (H. Botsetâ), С. М. Невина (C. M. Neuin), Н. Эттинга (Hotting), Нотинга (Nutting), М. Муската (M. Muskat) и др.

Многие из этих исследователей предлагают весьма интересные и остроумные методы определения скорости фильтрации флюида в пористой среде и дают расчеты для определения дренируемых скважиной зон, однако, характер самих процессов движения нефти в породах до самого последнего времени оставался далеко не ясным. Объясняется это тем, что, с одной стороны, основной величиной этих расчетов был коэффициент пористости и интерпретация экспериментальных данных проводилась на основании предположения о существовании (теоретически возможных) идеальных типов структур поровых каналов (Лиллей, Сликтер, Мускат и др.), подчас весьма отличных от действительных структур коллекторов; с другой стороны, при расчетах движения нефти в породах не удавалось учесть и всех сторон сложного комплекса физико-химических процессов, протекающих между флюидом и полиминеральной твердой фазой коллекторов.

Но после того как несколько лет тому назад к исследованию физических свойств коллекторов стали применяться точные методы микропетрографического анализа, картина движения нефти в пористой среде стала быстро проясняться; удалось с совершенной отчетливостью и ясностью представить действительную структуру поровых каналов, выяснить минеральный состав зерен и цемента породы и подойти к разъяснению сложных процессов движения нефти во вмещающих ее породах.

Первые работы по изучению петрографических свойств песчаных коллекторов у нас в СССР начаты были в 1929 г. в Азербайджанском нефтяном институте (П. Авдусин). Опыты, поставленные в петрографической лаборатории этого института, показали, что пески различного петрографического состава, обладая одинаковой пористостью, неодинаково реагируют на фильтрацию через них нефти. В 1932 г. появилась в «Азербайджанском нефтяном хозяйстве» заметка В. П. Батурина, где он также отмечает влияние на нефтеотдачу минералогического состава пород.

В 1934—1935 гг. в петрографической лаборатории Института горючих ископаемых Академии Наук ставятся опыты по определению влияния ми-

нералогического состава песков на движение через них нефти, а годом позже нами начаты были работы, ставящие себе целью систематическое и всестороннее изучение петрографических свойств коллекторов нефти под углом зрения фильтрации через них жидких углеводородов. Первые же исследования в этом направлении показали, что одним из наиболее важных факторов, определяющих характер движения флюида в породе, является «форма» поровых каналов—структура поровых пространств.

Для изучения структуры порового пространства коллекторов нами была разработана методика. Сущность ее сводится к тому, что исследуемый образец породы под вакуумом насыщается окрашенной, но оптически изотропной, быстро застывающей на холоду жидкостью; затем из такого образца нормально к направлению потока флюида изготавливаются тончайшие плоскопараллельные препараты, которые исследуются под микроскопом иногда с применением больших увеличений (до  $\times 700$ ). В качестве заполняющей поровое пространство среды в наших опытах обычно брался окрашенный фуксином или генциан-виолетом бакелит или канадский бальзам (способ Н. М. Самсоновой). Пользуясь этой методикой, мы приступили к систематическому анализу структур порового пространства песчаных пород. Первоначально изучались структуры искусственных песков разной крупности зерна и разной степени отсортированности (однородности). Следующим циклом исследований было изучение структур наиболее типичных песчаных пород закавказских нефтяных месторождений: изучались пески продуктивной толщи Апшеронского п-ва, Алятского р-на и Прикуринской области; пески и песчаники мирзаанской нефтеносной свиты (Южная Кахетия), а также некоторых других месторождений СССР.

Исследованию подвергались образцы пород, взятые как из естественных обнажений, так и из буровых скважин (колонковым буром или при «крейлиусном бурении»); и в том, и в другом случае соблюдались все предосторожности, для того чтобы не нарушить первоначальной структуры породы.

Анализ всего исследовавшегося материала показывает, что на процессы перемещения флюида в пористой породе громадное значение имеет величина так называемого мокрого периметра сечения поровых каналов; П. Авдусиным предложено гидравлическую характеристику структуры пористого пространства представлять отношением (или величиной, ему обратной) периметра живого сечения флюидного потока к периметру сечения эквивалентного цилиндрического порового канала (идеальной поры).

Если через  $L$  обозначить периметр сечения эквивалентного цилиндрического порового канала, а через  $\Sigma l = l_1 + l_2 + l_3 + \dots + l_n$  сумму периметров сечений поровых каналов, то эта характеристика структуры поровых пространств (обозначим ее через  $\Phi$ ) может быть выражена как

$$\Phi = \frac{L}{\Sigma l}. \quad (1)$$

Для вычисления величины (коэффициента)  $\Phi$  плоскопараллельный препарат анализируемой породы исследуется под микроскопом. С помощью аппарата Аббе наиболее типичный участок препарата на площади, очерченной произвольно выбранным радиусом  $r$ , зарисовывается на бумагу.

В пределах площади этого круга с радиусом  $R$  интегральным способом определяется эффективная пористость  $\Pi_3$  и помощью курвиметра вычисляется суммарная длина периметров сечений поровых каналов.

Зная пористость  $\Pi_3$  и исследуемую площадь зарисовки с радиусом  $R$ , можно величину  $L$  выразить через  $R$  и  $\Pi_3$ .

Действительно, если пористость породы  $\Pi_3$ , то суммарная площадь сечения поровых каналов на исследуемой площади с радиусом  $R$  выразится как

$$d = \frac{\pi R^2 \Pi_3}{100} \quad (a)$$

С другой стороны, сечение идеального порового канала, эквивалентного по площади сумме сечений всех пор на площади  $\pi R^2$ , равно

$$d = \pi r^2, \quad (b)$$

где  $r$ —радиус идеального порового канала, и через  $d$  он может быть выражен как

$$r = \sqrt{\frac{d}{\pi}} \quad (c)$$

Периметр идеального порового канала

$$L = 2\pi r \quad (d)$$

Подставляя в (d) последовательно значения (c), (b) и (a) и заменяя  $L$  получаемыми для него выражениями, можно формулу (1) представить в следующем виде:

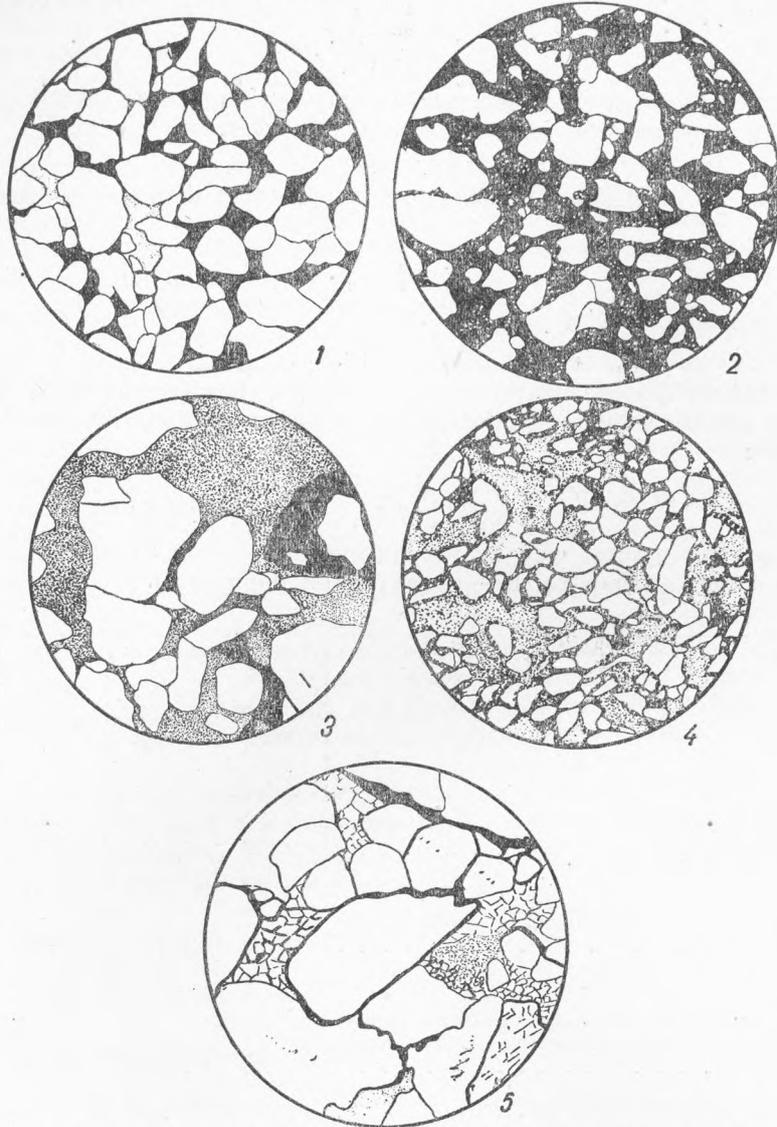
$$\Phi = 0.2 \frac{\pi R \sqrt{\Pi_3}}{\sum l} = 0.2 \pi \frac{R \sqrt{\Pi_3}}{l_1 + l_2 + l_3 + \dots + l_n}, \quad (2)$$

где  $R$ —радиус в миллиметрах исследуемой площади зарисовки плоскопараллельного препарата;  $\Pi_3$ —эффективная пористость исследуемой пло-

	Пористость $\Pi^*$			$\Phi$
	По Мельчеру	По Преображенскому	Эффективная $\Pi_3$	
1. Среднезернистый песок Ухтинского месторождения . . . . .	25.97	24.07	23.19	0.11
2. Среднезернистый песок Балах. свиты (Апшеронский п-в) . . . . .	33.53	33.84	32.36	0.12
3. Среднезернистый песчаник среднего отдела продуктив. толщи (Апшеронский п-в, Азербайджан) . . . . .	22.70	22.20	20.40	0.07
4. Среднезернистый песчаник продуктив. толщи (Айран-Тэк-Ян, Алятск. р-н, вост. Азербайджан) . . . . .	31.41	27.65 25.66 30.72	17.28	0.075
5. Среднезернистый битуминозный песчаник мирзаанской свиты (ю. Кахетия) . . . . .	16.03	16.30	13.48	0.047

\* В этой табличке приводятся сравнительные данные коэффициентов пористости, полученные по способу Мельчера, Преображенского, и эффективной пористости  $\Pi_3$ , определяемой интеграционным методом (пуш-интегратором ВХМС, интегратором Шенда и др.) в плоскопараллельных препаратах путем подсчета площадей сечения поровых каналов.

щади породы, определяемая интеграционным способом;  $l_1 + l_2 + l_3 + \dots + l_n$  — длины периметров сечений поровых каналов, определяемые курвиметром



Структура поровых пространств песчаных коллекторов некоторых нефтяных месторождений Союза (черным закрашено пористое пространство, мелкие точки — глинистый цемент).

Фиг. 1. Среднезернистый кварцевый песок, Ухтинский р-н, 3-й промысел; Девор, Чибьюсская свита, III пласт (тип К, коэфф. эфф. пористости 23.49; коэфф.  $\Phi=0.10$ ).

Фиг. 2. Среднезернистый кварцевый, песок, Апшеронский п-в; неоген, продуктивная почва, сабучинская свита (тип А—В, коэфф. эфф. пористости 32.36, коэфф.  $\Phi=0.12$ ).

Фиг. 3. Крупнозернистый кварцевый песчаник (цемент—карбонат кальция); Апшеронский п-в; неоген, продуктивная толща, средний отдел (тип Е).

Фиг. 4. Среднезернистый полиминеральный песчаник (цемент—глинистое вещество и кальцит); Айран-Тэк-Ян, В. Азербайджан; неоген; продуктивная толща (тип С; коэфф. эфф. пористости 17.28; коэфф.  $\Phi=0.07$ ).

Фиг. 5. Крупнозернистый полиминеральный песчаник (цемент—кальцит и глинистое вещество, Мирзанский овраг, ю. Кахетия; неоген, ширакская свита (тип D; коэфф. эфф. пористости 13.48; коэфф.  $\Phi=0.08$ ).

в миллиметрах. Коэффициент  $\Phi$ , характеризующий структуру порового пространства, является весьма важной для гидравлических расчетов

величиной и в сочетании с эффективной пористостью  $P_3$ , определяющей объем дренирующих пород поровых каналов, позволяют подойти к определению характера движения флюида в пористых коллекторах и тем самым решить вопрос о применении наиболее рациональных методов эксплуатации данной залежи нефти.

Для примера следует, пожалуй, остановиться на сопоставлении структур поровых пространств некоторых образцов песчаных коллекторов богатейших месторождений нефти в Союзе.

Микроскопически эти образцы песчаных пород весьма похожи друг на друга; все они характеризуются высокой пористостью и потому очень богаты нефтью. Но структура поровых пространств этих образцов пород из богатейших в Союзе месторождений нефти совершенно различна и требует внимательного подхода к выбору методов эксплуатации нефти для разного типа коллекторов.

Проведенная серия исследований указывает на наличие среди песчаных пород наших месторождений нескольких типов коллекторов, различающихся структурой поровых пространств. Наиболее характерные из анализировавшихся нами пород структуры приводятся в зарисовках (фиг. 1, 2, 3, 4 и 5). Эти типы коллекторов, условно обозначаемые через *A, B, C, D* и т. д., в зависимости от сочетания величин  $P_3$ ,  $\Phi$ , средней величины зерна, а также минералогического состава пород, в свою очередь могут быть подразделены дальше на классы, группы и т. д.

Систематический анализ коллекторов может обнаружить различие физических свойств их в пределах данного месторождения или даже залежи и тем самым корректировать промышленную оценку месторождения.

Выдвигаемый нами принцип классификации нефтяных залежей по петрографическим свойствам коллекторов (под углом зрения их гидравлических особенностей) важен не только для практической оценки нефтяных месторождений, но может представлять некоторый интерес и при решении региональных вопросов миграции жидких углеводородов при формировании нефтяных месторождений.

Работы по изучению петрографических свойств вмещающих нефть пород нами только начаты, и дальнейший систематический сбор аналитического материала и выяснение индивидуальных особенностей структуры коллекторов отдельных месторождений должны дать богатый материал для второй части работы—классификации нефтяных месторождений (залежей) Союза по промышленным признакам.

Институт горючих ископаемых.  
Академия Наук СССР.  
Москва.

Поступило  
13 V 1938.

#### ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- <sup>1</sup> П. П. Авдусин, Фондовый материал Азерб. нефт. научно-исслед. ин-та, Баку. <sup>2</sup> П. П. Авдусин, В. П. Батурин и З. В. Варова, Нефтяное хозяйство, № 1 (1937). <sup>3</sup> В. П. Батурин, Минералогический состав и нефтеотдача песков, ЦНХ (1933). <sup>4</sup> C. M. Newin, Porosity, Permeability, Compaction Problem of Petroleum Geology. <sup>5</sup> P. G. Nutting, Some Physical and Chemical Properties of Reservoir Rocks Bearing on Reaccumulation and Discharge of Oil, Problem of Petroleum Geology. <sup>6</sup> M. Muskat, The Flow of Homogeneous Fluids through Porous Media (1937).