

О ДОСТОВЕРНОСТИ ОБОСНОВАНИЯ ГРАНИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД

В. П. Митрофанов, А. А. Злобин
(ООО "ПермНИПИнефть")

В.И. Петерсилье в журнале "Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений" (№ 4, 2001 г.) ставит под сомнение один из методических приемов обоснования граничных значений фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенных пород с использованием фазовых проницаемостей, рассмотренный авторами в № 10 журнала за 1999 г. Отрицаются и графический способ обработки экспериментальных данных, и физический смысл найденных с его помощью предельных величин. Поскольку речь идет, по нашему мнению, о принципиальной стороне вопроса, опубликованный материал имеет смысл прокомментировать дополнительно.

Авторами в № 10 журнала за 1999 г. основное внимание было уделено достоверной количественной оценке качественного литолого-структурного различия коллекторов и неколлекторов по лабораторным данным с учетом реальных петрофизических свойств этих групп пород. В данном случае трудно предложить что-либо более надежное, чем критерий начала фазового изменения УВ флюида, когда его динамически подвижный объем становится значимым. Последний момент (значимость) является определяющим. В принципе фильтрация флюида происходит даже при очень низкой газопроницаемости пород, но относительный доленой вклад ее объема мизерный и может не учитываться.

У различных типов пород одного литологического ряда нет резко выраженного отличия по коллекторским свойствам, что справедливо и по отношению к границе коллектор—неколлектор. Поскольку проницаемость изменяется в нескольких диапазонах, а предельные ее значения обычно находятся в диапазоне 0,1...1,0 фм², для усиления контрастности этой границы неодинаковый масштаб для осей ординат на графиках выбран сознательно. В противном случае, при одинаковом масштабе, имеющееся реальное отличие коллекторов проявляется не столь явно.

О фактическом отличии коллекторов можно судить по гра-

В статье рассматривается методический прием обоснования граничных значений коллекторских свойств нефтенасыщенных пород по данным о текущей нефтенасыщенности, сформировавшейся на поздней стадии разработки залежи. Результаты сравниваются с данными, полученными на основании анализа фазовых проницаемостей, моделируемых в лабораторных условиях.

In the article it is observed the methodological way of limitary values proofness of reservoir properties of oil saturated rocks, according to current data of oil saturation, formed at later stage of deposit development. Results are compared with data, received on the base of phase permeability analysis, modelling in laboratory conditions.

диентам фазовой проницаемости, например, керосина относительно абсолютной по газу ($K_{прк}/K_{прг}$) и открытой ($K_{прк}/K_{п}$) пористости, приведенным в таблице. Они достаточно убедительно свидетельствуют о том, что коллекторы отличаются от неколлекторов по фильтрационным свойствам существенно: в одном случае в 4,5 раза, в другом — в 68,4 раза. Кроме того, нужно иметь в виду, что в действительности отличие реальных гради-

ентов значительно больше. Занижение их обусловлено за счет искусственного сокращения диапазона исследованной проницаемости неколлекторов, так как экспериментировать с породами с очень низкими фильтрационными свойствами не имеет смысла из-за очевидности результата — нулевой фазовой проницаемости.

Достоверность выделения граничных значений ФЕС предлагаемым способом можно уверенно контролировать только такими результатами, которые получены, например, на практически выработанных УВ резервуарах. В качестве такого аналога рассмотрены данные по карбонатной залежи Осинского месторождения Пермского Прикамья, разрабатываемого с 1965 г. В связи с высокой выработанностью месторождения обводненность продукции на нем достигла критического уровня, поэтому на месторождении было пробурено несколько скважин с целью поиска и оценки остаточных запасов. Керн из этих скважин специально герметизировали для минимизации потерь оставшейся нефти и исследовали методом ядерно-магнитного резонанса на предмет общего количества текущей нефтенасыщенности [1].

По одной из скважин результаты таких исследо-

Градиенты фазовой проницаемости

Порода	Диапазон проницаемости, фм ²		Градиент $\frac{K_{прк}}{K_{прг}}$	Диапазон пористости, %	Градиент $\frac{K_{прк}}{K_{п}}$	Отношение градиентов	
	абсолютной по газу ($K_{прг}$)	фазовой по керосину ($K_{прк}$)				по $K_{прг}$	по $K_{п}$
Неколлектор	0,04...0,7	0,1...0,2	0,15	7,7...13,0	0,024	4,5	68,4
	0,66	0,1		4,2			
Коллектор	0,7...11,0	0,2...7,1	0,67	13,0...17,2	1,643		
	10,3	6,9		4,2			

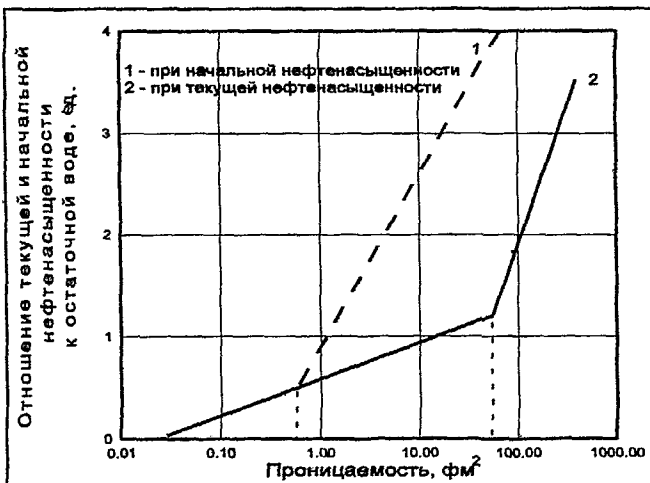


Рис. 1. Зависимости отношений текущей нефтенасыщенности к остаточной водонасыщенности от проницаемости

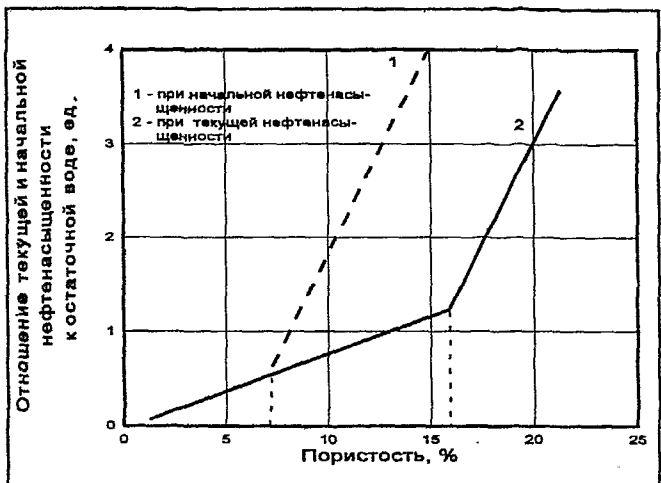


Рис. 2. Зависимости отношений текущей нефтенасыщенности к остаточной водонасыщенности от пористости

ваний в виде зависимостей от проницаемости ($K_{прг}$) и пористости ($K_{п}$) отношений текущей (K_n^t) и начальной ($K_n^н$) нефтенасыщенности к остаточной воде ($K_{ов}$) представлены на рис. 1, 2. С ухудшением фильтрационных свойств пород (см. рис. 1) отношение $K_n^t/K_{ов}$ постепенно уменьшается в силу обратно пропорционального соотношения этих параметров. При равенстве K_n^t и $K_n^н$ наблюдается пересечение линий $K_n^t/K_{ов}$ и $K_n^н/K_{ов}$, которое соответствует таким физическим пределам проницаемости и пористости, выше которых в коллекторах происходит фильтрация нефти и реальное ее вытеснение. Фактически эти граничные значения позволяют дифференцировать породы на коллекторы и неколлекторы, т. е. выделять в общем нефтенасыщенном разрезе эффективную часть и определять балансовые запасы, поскольку при выполнении условия $K_n^t < K_n^н$ фиксируется момент начала дренирования нефти водой.

В данном случае граничная проницаемость начала фильтрации нефти соответствует примерно $0,7 \text{ фм}^2$. Сравнение ее с нижним пределом фазовых проницаемостей ($0,6 \text{ фм}^2$) [2], принятым при подсчете запасов, свидетельствует о полном их совпадении. Подобным образом получен и нижний предел пористости (см. рис. 2), который равен 7 % и аналогичен установленному ранее также на основании фазовых проницаемостей.

Согласно рис. 1, 2, предельные ФЕС находятся не совсем однозначно. Обусловлено это разнообразием

форм оставшейся нефти вследствие высокой неоднородности эффективных пропластков, случайностью изменения ее вязкостных свойств и корреляционным, а не функциональным уровнем связи между петрофизическими свойствами пород.

Выводы

Данные о текущей нефтенасыщенности следует считать надежным прямым критерием оценки предельных ФЕС нефтенасыщенных пород. Преимущество такого методического подхода заключается в том, что он основан на определениях реальной нефтенасыщенности, сформировавшейся с учетом свойств пород и флюидов, а также особенностей разработки залежи. Граничные значения ФЕС, определенные этим методом, практически полностью совпадают с теми, которые получают по результатам анализа моделируемых фазовых проницаемостей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Митрофанов В.П., Злобин А.А. Остаточная нефтенасыщенность промытых частей карбонатных залежей // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2001. — № 1. — С. 36—41.
2. Митрофанов В.П., Хиженяк Г.П., Пузиков В.И. Обоснование критических значений фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений // Геология, разработка, бурение и эксплуатация нефтяных месторождений Пермского Прикамья / Сб. науч. тр. ОАО "ПермНИПИ-нефть". — 1999. — Вып. 2. — С. 81—92.