УДК 550.8.023

АНАЛИЗ ДАННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД С РАЗЛИЧНЫМИ ФИЛЬТРАЦИОННЫМИ СВОЙСТВАМИ

THE ANALYSIS OF INDICATORS OF WATER-OIL DISPLACEMENT FROM CARBONATE FORMATIONS WITH DIFFERENT RESERVOIR PROPERTIES

Вороненко Екатерина Сергеевна
магистр,
Уфимский государственный нефтяной технический университет
katevoronenko@yandex.ru

Мугатабарова Альбина Акрамовна
кандидат технических наук, доцент,
Уфимский государственный нефтяной технический университет

Voronenko Ekaterina Sergeyevna
master,
Ufa state oil technical university
katevoronenko@yandex.ru

Mugatabarova Albina Akramovna
Candidate of Technical Sciences,
associate professor,
Ufa state oil technical university

Аннотация. Изучены зависимости экспериментально полученных коэффициентов вытеснения нефти водой ($К_{выт}$) карбонатных пород месторождений Волго-Уральской провинции от различных свойств породы и флюидов: отношения вязкости воды к вязкости нефти, проницаемости пород, начальной водонасыщенности. При обработке и интерпретации полученных экспериментальных данных образцы керна были объединены по группам согласно их проницаемости, и каждая группа условно принималась за один образец. Показано, что для разных групп образцов в ходе проведенных экспериментов были достигнуты максимальные значения $К_{выт}$, как в безводный период, так и их конечные значения при различных соотношениях вязкостей нефти и воды.

Ключевые слова: карбонатные породы, коэффициент вытеснения нефти водой, вязкость нефти, вязкость воды, проницаемость горных пород.

Annotation. The article is devoted to studying dependences of the experimentally obtained flood displacement efficiency on different reservoir properties: the ratio of the viscosity of the oil to the viscosity of the displacing water, the permeability of formation, which are corresponding to reservoirs of the Volga-Ural oil and gas province. Samples of cores were divided into groups according to a principle of close permeability, and each group was taken as one sample for processing and interpreting experimental results. Maximum values of displacement efficiency have been reached at a viscosity ratio of 0.17.

Keywords: carbonate formations, flood displacement efficiency, oil viscosity, water viscosity, permeability.

В настоящее время основным методом определения коэффициента вытеснения ($К_{выт}$) является метод лабораторного моделирования. В качестве моделей пласта используются составные образцы керна, насыщенные нефтью и содержащие остаточную воду.

Эффективность процесса вытеснения нефти водой из нефтеносных пластов зависит от их геолого-физических свойств, свойств нефти и воды, и условий извлечения. С целью выяснения влияния различных свойств карбонатных коллекторов на коэффициент вытеснения в лабораторных условиях в течение 1988–2014 гг. были проведены экспериментальные исследования, в которых использовали модели воды и нефти с различными соотношениями их вязкости.

Одним из важнейших параметров, влияющих на коэффициент вытеснения, является проницаемость коллектора. При обработке и интерпретации полученных экспериментальных данных образцы керна были объединены по группам согласно значениям их проницаемости, и каждая группа условно принималась за 1 образец. Таким образом, было получено 9 групп, характеристика которых приведена в таблице 1. В 1 группу вошли также образцы, проницаемость которых по некоторым причинам неизвестна.

Полученные экспериментальные данные для образцов по группам приведены в таблицах 2–10.

Для 1 группы низкопроницаемых образцов (табл. 2), наблюдается зависимость $К_{выт}$ в безводный период от соотношения вязкости воды и нефти. Но при достижении значений соотношений вязкостей близких к 0,2, роста значения $К_{выт}$ не происходит.

Ввиду отсутствия экспериментов, где соотношений вязкостей флюидов было бы более 0,2, однозначно утверждать о том, что 0,4 – максимально достигаемый коэффициент вытеснения в безводный период – невозможно. Также для данной группы образцов изначально наблюдается рост конечного значения $К_{выт}$ с последующей тенденцией к снижению.

Таблица 1 – Группы образцов с различной проницаемостью

№ группы	Проницаемость образцов, мкм^2	Количество образцов, шт
1	менее 0,001	23
2	0,002–0,009	60
3	0,01–0,024	104
4	0,025–0,034	41
5	0,035–0,054	74
6	0,055–0,089	95
7	0,09–0,147	59
8	0,153–0,257	23
9	0,263–0,654	21

Таблица 2 – 1 группа, $k \leq 0{,}001$ мкм^2

Отношение вязкостей воды и нефти $\mu_в/\mu_н$, д.ед.	Начальная водонасыщенность породы, %	$K_{выт}$, %	
		в безводный период	конечное значение
0,05	14,0	0,33	0,46
0,10	44,0	0,38	0,52
0,17	26,0	0,40	0,48
0,20	29,5	0,40	0,50

При исследовании второй группы образцов с проницаемостью, изменяющейся в диапазоне от 0,002 до 0,009 мкм^2 (табл. 3), наблюдалось, что с увеличением отношения вязкости нефти и воды, в целом, сокращается время безводного периода, о чем свидетельствует снижение $K_{выт}$ до 26 %. Наиболее оптимальное соотношение вязкостей для данного диапазона проницаемостей – 0,17, при котором достигнуто максимальное значение $K_{выт}$ как в безводный период (42 %), так и конечный (57 %).

Таблица 3 – 2 группа, k от 0,002 до 0,009 мкм^2

Отношение вязкостей воды и нефти $\mu_в/\mu_н$, д.ед.	Начальная водонасыщенность породы, %	$K_{выт}$, %	
		в безводный период	конечное значение
0,02	19,6	0,39	0,53
0,05	20,5	0,35	0,50
0,10	25,0	0,36	0,43
0,17	23,4	0,42	0,57
0,20	17,8	0,37	0,46
0,80	11,4	0,26	0,41

Для следующей серии экспериментов использовались образцы с проницаемостью в диапазоне значений от 0,01–0,024 мкм^2 (табл. 4). Достижение максимального коэффициента вытеснения – 49 % для данной группы было возможно для низких значений отношения вязкости воды и нефти – от 0,02 до 0,17. Этот экспериментальный факт, полученный на образцах карбонатных пород противоречит тому, что чем большей является вязкость вытесняющего флюида – воды, тем выше коэффициент вытеснения нефти водой.

При $\mu_в/\mu_н = 0{,}20$ наблюдается снижение значения $K_{выт}$ в безводный период, а также уменьшение конечного $K_{выт}$. При значениях $\mu_в/\mu_н = 0{,}60$, $K_{выт}$ достигает своего минимального значения (43 %) для образцов с данными характеристиками. При соотношении вязкости воды и нефти, близком к 1, конечный $K_{выт}$ достиг 48 %, при этом $K_{выт}$ в безводный период составил лишь 31 %, что свидетельствует о быстром прорыве воды, а конечный 0,48, что не значительно отличается от значения $K_{выт}$ для $\mu_в/\mu_н$ от 0,02 до 0,17.

Таблица 4 – 3 группа, k от 0,01 до 0,024 мкм^2

Отношение вязкостей воды и нефти $\mu_в/\mu_н$, д.ед.	Начальная водонасыщенность породы, %	$K_{выт}$, %	
		в безводный период	конечное значение
0,02	33,05	0,46	0,49
0,05	18,80	0,35	0,49
0,10	21,55	0,40	0,49
0,17	21,80	0,45	0,49
0,20	17,75	0,31	0,47
0,60	25,65	0,38	0,43
0,80	21,90	0,31	0,48

По итогам экспериментов с образцами, проницаемость которых составила 25–34 мД (табл. 5), можно отметить зависимость конечного коэффициента вытеснения от соотношения вязкостей воды и нефти: с увеличением $\mu_в/\mu_н$ от 0,05 до 0,60 наблюдается рост $К_{выт}$ от 42 % до 52 %, т.е. увеличение отношения $\mu_в/\mu_н$ в 30 раз приводит к увеличению коэффициента вытеснения на 10 %. Однако при достижении значения $\mu_в/\mu_н$, близкого к единице, наблюдается значительное снижение $К_{выт}$.

При значении $\mu_в/\mu_н$ = 0,6 и минимальной начальной водонасыщенности этой группы образцов с 14,5 %, был достигнут максимальный $К_{выт}$ в безводный период (46 %).

Таблица 5 – 4 группа, *k* от 0,025 до 0,034 мкм^2

Отношение вязкостей воды и нефти $\mu_в/\mu_н$, д.ед.	Начальная водонасыщенность породы, %	$К_{выт}$, %	
		в безводный период	конечное значение
0,02	25,8	0,36	0,42
0,05	41,7	0,42	0,47
0,10	21,1	0,36	0,47
0,17	20,2	0,37	0,48
0,20	20,6	0,37	0,51
0,60	14,5	0,46	0,52
0,80	37,9	0,32	0,47

При проведении экспериментов с 5 группой образов (табл. 6), проницаемость которых составила от 0,035–0,054 мкм^2, был достигнут максимальный для всего диапазона проницаемостей значение коэффициента вытеснения – 59 %. Однако эксперименты не проводились при $\mu_в/\mu_н$ > 0,4, поэтому утверждение о том, что эта группа аналогично с группой 7, где прослеживается практически линейная зависимость конечного коэффициента вытеснения от соотношения вязкостей нефти и воды, некорректно. Также, в целом, отмечается тенденция к росту $К_{выт}$ в безводный период за исключением опыта, когда значение $\mu_в/\mu_н$ составило 0,2.

Таблица 6 – 5 группа, *k* от 0,035 до 0,054 мкм^2

Отношение вязкостей воды и нефти $\mu_в/\mu_н$, д.ед.	Начальная водонасыщенность породы, %	$К_{выт}$, %	
		в безводный период	конечное значение
0,02	15,20	0,30	0,45
0,05	24,20	0,39	0,49
0,10	18,95	0,38	0,49
0,17	9,39	0,46	0,52
0,20	13,15	0,30	0,56
0,40	19,85	0,46	0,59

Для 6 группы образцов с проницаемостью от 0,055–0,089 мкм^2, при достижения значений $\mu_в/\mu_н$ > 0,05, значение конечного коэффициента вытеснения (47 %) снижается на 2 % (при этом $\mu_в/\mu_н$ = 0,1) и становится минимальным для данных характеристик карбонатной породы. Далее с увеличением $\mu_в/\mu_н$ наблюдается резкий рост $К_{выт}$ (до 7 %) (табл. 7).

При $\mu_в/\mu_н$ = 0,17 $К_{выт}$ в безводный период составил 51 %, при этом конечный – 52 %. Для данного диапазона проницаемостей начальная водонасыщенность имеет минимальное значение. Максимальное значение $К_{выт}$, равное 0,55, достигнуто при максимальном значении $\mu_в/\mu_н$ = 0,6.

Таблица 7 – 6 группа, *k* от 0,055 до 0,089 мкм^2

Отношение вязкостей воды и нефти $\mu_в/\mu_н$, д.ед.	Начальная водонасыщенность породы, %	$К_{выт}$, %	
		в безводный период	конечное значение
0,02	23,3	0,40	0,47
0,05	19,3	0,36	0,47
0,10	20,5	0,37	0,45
0,17	17,6	0,51	0,52
0,20	25,2	0,36	0,52
0,60	18,7	0,40	0,55

Для группы образцов с проницаемостью от 0,09–0,147 мкм^2 (табл. 8) совпало, что значения созданной начальной водонасыщенности уменьшаются в опытах с увеличением соотношения вязкостей воды и нефти. Среднее значение начальной водонасыщенности больше, чем у образцов с низкой проницаемостью, среднее конечное значение $К_{выт}$ составило 49,7 %. Максимальное значение $К_{выт}$, равное 0,53, достигнуто при значении $\mu_в/\mu_н$ = 0,1.

Таблица 8 – 7 группа, *k* от 0,09 до 0,147 мкм^2

Отношение вязкостей воды и нефти $\mu_в/\mu_н$, д.ед.	Начальная водонасыщенность породы, %	$K_{выт}$, %	
		в безводный период	конечное значение
0,02	29,5	0,54	0,52
0,05	26,0	0,40	0,48
0,10	21,3	0,46	0,53
0,17	20,0	0,35	0,43
0,20	17,6	0,43	0,51
0,40	16,1	0,45	0,51

Для двух последних групп образцов с проницаемостью от 0,153 до 0,654 мкм^2 характерно то, что при достижении значения соотношения вязкостей моделей нефти и воды 0,6 при достаточно низкой начальной водонасыщенности образцов (9–10 %) произошел быстрый прорыв воды, о чем свидетельствует малый $K_{выт}$ в безводный период – 26–29 % (табл. 9–10). Максимальное значение $K_{выт}$, в обеих группах достигнуто при значении $\mu_в/\mu_н$ = 0,1.

Таблица 9 – 8 группа, *k* от 0,153 до 0,257 мкм^2

Отношение вязкостей воды и нефти $\mu_в/\mu_н$, д.ед.	Начальная водонасыщенность породы, %	$K_{выт}$, %	
		в безводный период	конечное значение
0,02	34,1	0,45	0,53
0,05	10,5	0,22	0,52
0,10	19,5	0,46	0,57
0,16	14,6	0,40	0,41
0,20	23,7	0,23	0,45
0,60	9,8	0,29	0,51

Таблица 10 – 9 группа, *k* от 0,263 до 0,654 мкм^2

Отношение вязкостей воды и нефти $\mu_в/\mu_н$, д.ед.	Начальная водонасыщенность породы, %	$K_{выт}$, %	
		в безводный период	конечное значение
0,05	18,9	0,25	0,44
0,10	14,4	0,40	0,59
0,16	15,1	0,39	0,46
0,20	8,6	0,41	0,54
0,60	9,1	0,26	0,46

Литература:

1. Быков Н.Е., Максимов М.И., Фурсов А.Я. Справочник по нефтепромысловой геологии. – М., 1981. – 525 с.
2. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. Введ. 1987.01.01. – М., 1986.
3. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении / Т.А. Бурдынь, А.Т. Горбунов, Л.В. Лютин, М.Л. Сургучев, О.Э. Цынкова. – М. : Недра, 1983. – 192 с

References:

1. Bykov N.E., Maksimov M.I., Fursov A.Ya. Guide of Oil-Field Geology. – M., 1981. – 525 p.
2. Industrial Standard 39-195-86.Oil. Method of Determining the Water-Oil Displacement Efficiency in Laboratory Conditions. – M., 1986.
3. T.A. Burdyn, A.T. Gorbuno, L.V. Lyutin, M.L. Surguchev, O.E. Cynkova. Methods for increasing oil recovery in waterflooding. – M., 1983. – 192 p.