

© Ю.В. ПАХАРУКОВ, Р.Ш. САЛИХОВ

*Тюменский государственный нефтегазовый университет
PacharukovYu@yandex.ru*

УДК 544.77.022.82:544.723.214

**ВЫТЕСНЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ
ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ГИДРОФОБИЗИРОВАННЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ**

**DISPLACEMENT OF RESIDUAL OIL FROM LOW PERMEABLE
HYDROPHOBIZED COLLECTORS**

Предложен механизм вытеснения нефти на третичной стадии разработки месторождения. Показано, что важнейшим элементом в решении проблемы вытеснения остаточной нефти может быть периодическая (квазипериодическая) адсорбция гидрофобизатора на стенках коллекторов. В работе рассматривается аналитическая модель ускорения движения нефтяной фазы, а также приведены результаты математического моделирования процесса фильтрации в периодически гидрофобизированном коллекторе.

The article describes a mechanism of oil displacement in the tertiary stage of field development. It is shown that the most important element in solving the problem of residual oil displacement can be periodic (quasi-periodic) hydrophobizator adsorption on the walls of collectors. The paper presents the analytical model of the oil phase acceleration, as well as the results of mathematical modeling of filtration in a periodically hydrophobized collector.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. *Адсорбция, гидрофобизатор, повышение нефтеотдачи пластов.*

KEY WORDS. *Adsorption, hydrophobisator, enhanced oil recovery.*

В процессе фильтрации, взаимодействуя с поверхностью породы, остаточная нефть и связанная вода образуют структурированные формы (кластеры, коллоидные частицы и т. д.) [1]. Кроме того, за счет развития динамических процессов глинистыми частицами значительно увеличивается трение флюидов. В работах [2; 3] показано, что эти и многие другие проблемы (кольматация коллекторов, изменение проницаемости) можно устранить за счет гидрофобизации коллекторов. Однако в [1] отмечено, что вытеснение нефти происходит более эффективно при образовании не сплошного, а периодического (неоднородного) адсорбированного слоя гидрофобизатора в ходе предварительной гидрофобизации. Этот эффект особенно заметен в низкопроницаемых коллекторах. К настоящему времени причины этого эффекта остаются невыясненными.

В работе рассматривается возможный механизм этого явления. Пусть на гидрофильной поверхности в процессе адсорбции образуется гидрофобный «островок». В этом случае локальное изменение расклинивающего давления должно компенсироваться изменением капиллярного давления. В работе [4] изучено решение задачи об устойчивости гидрофобной пленки на гидрофильной поверхности. Критическое значение ширины гидрофобного участка определяется выражением [2]:

$$L = \left(\left(\frac{\sigma}{a} \right)^{\frac{1}{2}} \right) \frac{\pi}{2}, \quad (1)$$

где σ — поверхностное натяжение флюида; a — параметр, характеризующий наклон изотермы адсорбции.

Такие структуры, образованные несколькими углеводородными радикалами, оказываются подверженными воздействию силы f , равной по величине произведению объема гидрофобного тела $(L)^3$, на градиент капиллярного давления.

Будем считать «островок» сферой с точечным дипольным моментом в центре, тогда градиент диэлектрической проницаемости определит силу, действующую со стороны флюида, f_e [4]. Эта сила связана с электрической природой. Рассмотрим случай $f_e < f$:

$$f_e = \frac{3\mu_1}{(2\varepsilon + 1)^2 L^3} \nabla \varepsilon_1, \quad (2)$$

где μ_1 — дипольный момент островка; ε — диэлектрическая проницаемость раствора.

Потенциал (B) можно оценить выражением:

$$B \sim \frac{3\mu_1}{(2\varepsilon + 1)^2 L^2} \nabla \varepsilon_1 \approx \frac{3\mu_1}{(2\varepsilon + 1)^2 L^3}. \quad (3)$$

В процессе вытеснения остаточной нефти флюидом нефтяные капли отрываются от поверхности капилляра. В результате нефтяную каплю в флюиде можно интерпретировать как нефтяную коллоидную частицу. Рассмотрим движение такой частицы под действием силы случайного потенциального поля $\Phi(x;t)$, сформированного локальными гидрофобными участками:

$$\Phi(x;t) = \Phi(x)\zeta(t), \quad (4)$$

где $\langle \zeta(t) \rangle = 0$, $\langle \zeta(t)\zeta(t+\tau) \rangle = 2D_\zeta \sigma(\tau)$; $\zeta(t)$ — независимый дельта-коррелированный процесс; D_ζ — коэффициент диффузии.

Запишем уравнение Ланжевена для нефтяной коллоидной частицы:

$$\frac{dx}{dt} = \frac{d\Phi(x)}{dx} \xi(t) + \xi(t) = -D \frac{d\varphi(x)}{dx} \xi(t) + \xi(t), \quad (5)$$

где $\xi(t)$ — тепловой шум; $\varphi(x) = \frac{\Phi(x)}{kT}$, $\langle \zeta(t)\zeta(t+\tau) \rangle = 2D\sigma(\tau)$, $D = \frac{kT}{\mu_0}$; μ_0 — вязкость.

Уравнение (5) дает возможность оценить коэффициенты сноса и диффузии в результате действия случайного поля [5; 6]. Для четной потенциальной функции $\varphi(x)$ среднее смещение равно нулю. Таким образом, эволюция в уравнении (5) будет определяться среднеквадратичным смещением:

$$\frac{d\langle x \rangle^2}{dt} = \frac{D^2 D_\zeta}{L^2} \langle x \frac{d\varphi^2(x)}{dx} \rangle + 2D \left[1 + \frac{DD_\zeta \langle x \rangle^2}{L^2} \right]. \quad (6)$$

Известно [7], что в периодическом потенциальном поле, в условиях действия шума независимо от вида поля, среднеквадратичное смещение определяется выражением (7):

$$\langle x^2 \rangle = D_{eff} t, \quad (7)$$

$$D_{eff} = D \left[1 + 4DD_\zeta \left(\frac{B}{L} \right)^2 \right].$$

Следовательно, периодическое случайное поле, сформированное гидрофобными участками стенок капилляра, ускоряет движение нефтяной коллоидной частицы. Коэффициент диффузии увеличивается с ростом отношения (B/L) .

Чем короче размер (L) периодических «островков», тем быстрее будет двигаться нефтяная капля в жидкости. Периодически действующее поле приводит к чередованию участков ускорения и замедления движения нефтяной фазы. Пульсирующее движение нефтяной фракции наблюдалось в работе [4]. Частота пульсации движения составляла $\sim 10^{-3}$ с.

В работе с помощью математического моделирования проведен расчет и оценено влияние адсорбции гидрофобных частиц на основные показатели разработки. Для этого использовалось специализированное программное обеспечение компании Roxar (Tempest More 6.7, Igar RMS 2012.0.2.1). Модель представляет собой однородную по пористости и проницаемости нефтенасыщенную залежь размером 700×700 м, шаг конечно-разностной сетки — 1 м.

Построение геологической модели осуществлялось на основании результатов интерпретации геофизических и гидродинамических исследований пласта БС₇⁰ скважины 53-Р Соровского месторождения, а также исследования глубинных проб нефти. Средневзвешенное значение коэффициента пористости пласта составляет 19.0%, коэффициента проницаемости — $29.3 \cdot 10^3$ мкм². Значение коэффициента нефтенасыщенности оценивается на уровне 0.582 д.ед. Пластовое давление и температура в модели составили 241.5 атм и 86.1 °С.

Эксперименты по определению фазовых проницаемостей проводились ООО «ЗабСибГЦ» в соответствии с положениями отраслевого стандарта ОСТ 39-235-89. Исследования проведены на керновом материале, извлеченном в процессе бурения скважины. Результаты проведенных опытов представлены в табл. 1. Принятые для расчетов значения кривых относительных фазовых проницаемостей приведены на рис. 1 и в табл. 1.

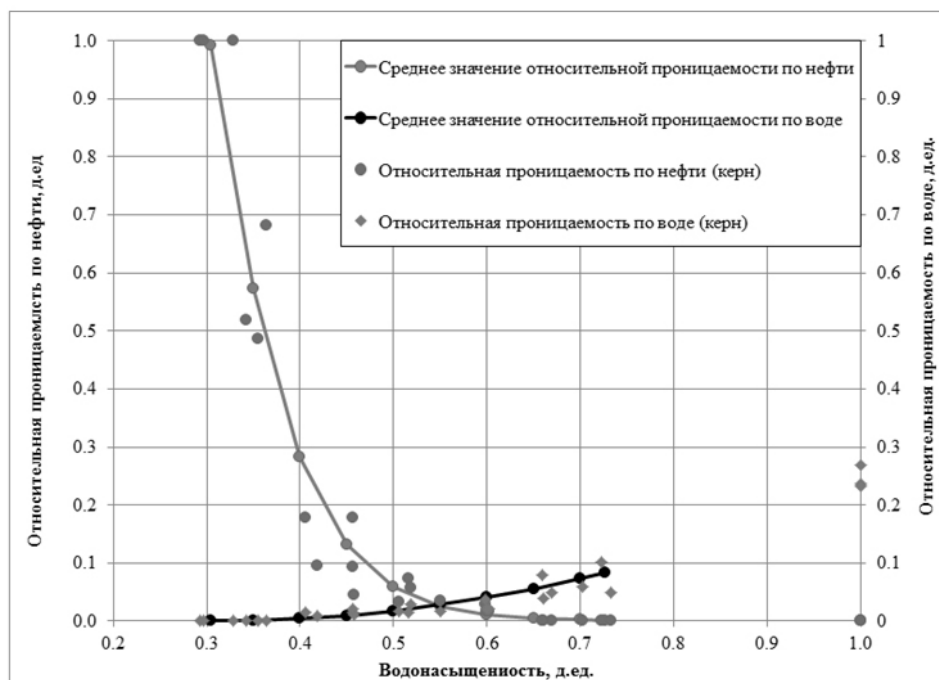


Рис. 1. Результаты определения ОФП на керновом материале

Таблица 1

Значение относительных проницаемостей

Водонасыщенность, д.ед.	Значение относительной проницаемости, д.ед.	
	для воды	для нефти
0.304	0.00000	0.9921
0.350	0.00098	0.5730
0.400	0.00431	0.2829
0.450	0.00999	0.1311
0.500	0.01801	0.0588
0.550	0.02839	0.0260
0.600	0.04112	0.0114
0.650	0.05620	0.0050
0.700	0.07363	0.0022
0.727	0.08402	0.0014
1.000	0.25000	0.0000

Свойства нефти в пластовых и поверхностных условиях принимались по результатам исследования глубинных проб нефти, отобранных в ходе проведения испытания пласта БС₇⁰ скважины 53-Р. Результаты исследования приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты исследования глубинных проб нефти

Параметр	Единицы измерения	Значение		Среднее значение
		проба № 0032	проба № 0047	
Плотность нефти в условиях пласта	кг/м ³	786.1	785.6	785.9
Вязкость нефти в условиях пласта	мПа×с	1.56	1.60	1.58
Объемный коэффициент пластовой нефти		1.142	1.144	1.143

Плотность минерализованной воды в зависимости от температуры для условий нефтепромысловой практики при температурах выше 20°C рассчитывалась по формуле (8):

$$\rho_{c,T}^B = \frac{\rho_{c,20}^B}{1 + \frac{T-273}{100} \cdot (0.269 \cdot (T-237)^{0.637} - 0.8)}. \quad (8)$$

Динамическая вязкость минерализованной воды $\mu_{c,T}^B$ оценивалась по формуле, учитывающей влияние минерализации воды (через плотность) [8]:

$$\mu_{c,T}^B = \frac{1.4 + 3.8 \cdot (10^{-3} \cdot \rho_{c,20}^B - 1)}{10^{0.0065 \cdot (T-273)}} \cdot 10^{-3}. \quad (9)$$

С учетом (8) из (9) формула для расчета вязкости пластовой воды примет вид:

$$\mu_{c,T}^B = \frac{1.4 + 6.46 \cdot 10^{-3} \cdot (0.444 \cdot C_{c,20}^B - 1)}{10^{0.0065 \cdot (T-273)}} \cdot 10^{-3}, \quad (10)$$

где C_c^B — массовая концентрация растворенных солей в воде (минерализация), кг/м³, (г/л).

Результаты оценки свойств воды в пластовых условиях представлены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты оценки свойств воды в пластовых условиях

Параметр	Значение	Ед. изм.
Минерализация	20	г/л
Пластовая температура	86.1	°C
Плотность воды в пластовых условиях	0.978	кг/м ³
Вязкость воды в пластовых условиях	0.40	мПаЧс

Оценка влияния адсорбции гидрофобных частиц на основные показатели разработки проводилась по вариантам.

Вариант 1. Включал в себя разработку нефтяной залежи пятью скважинами, расположенными по пятиточечной системе. Количество добывающих скважин — 4, количество нагнетающих — 1. Расстояние между скважинами составляло 400 м. Скважины вступали в работу с постоянным значением забойного давления, для добывающих — 120 атм, для нагнетательной — 400 атм. Период расчетов составил 5 лет.

Вариант 2. Во втором варианте проводилось моделирование закачки гидрофобизирующих веществ в пласт через нагнетательную скважину.

Вариант 3. В третьем варианте моделировались условия гидрофобной обработки призабойных зон добывающих скважин.

Поверхностные свойства капилляров определялись в соответствии с аналитической моделью изменения массивов проницаемости и вязкости.

Анализ основных показателей разработки по результатам моделирования показал повышение значения коэффициента извлечения нефти при значительном снижении объемов добычи воды, а также увеличение безводного периода работы добывающей скважины для вариантов со «случайным» распределением адсорбционного слоя. Основные технологические показатели вариантов разработки модельной залежи представлены в табл. 4. Сопоставление основных показателей приведено на рис. 2-5.

Как следует из анализа вариантов разработки, наилучшие показатели по добыче нефти достигаются по третьему варианту разработки (табл. 4).

Таблица 4

Основные технологические показатели вариантов разработки

Показатели	Варианты		
	1	2	3
Начальные геологические запасы, тыс. м ³	239.98		
Начальное пластовое давление, атм	241.5		
Пластовое давление на момент окончания расчетов, атм.	197.7	176.1	194.7
Накопленная добыча нефти, тыс. т	50.7	46.8	52.8
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	71.8	58.2	75.1
Закачка воды, тыс. м ³	76.4	61.2	79.8
Обводненность продукции, %	63.8	51.1	65.5
Компенсация отборов, %	106.4	105.2	106.3
КИН, д.ед.	0.211	0.195	0.220

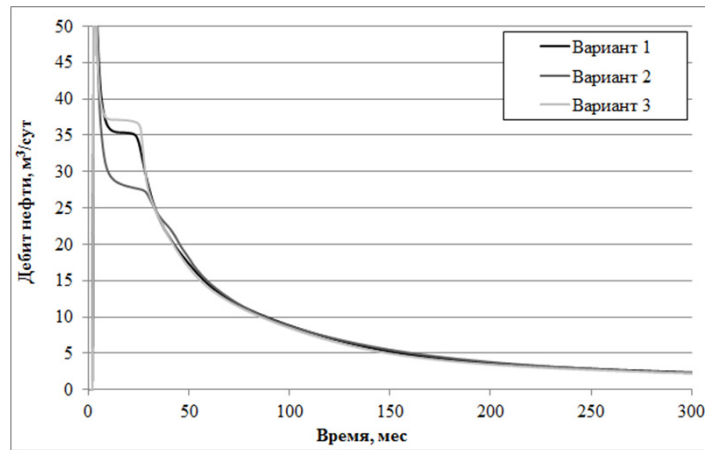


Рис. 2. Динамика изменения дебита нефти

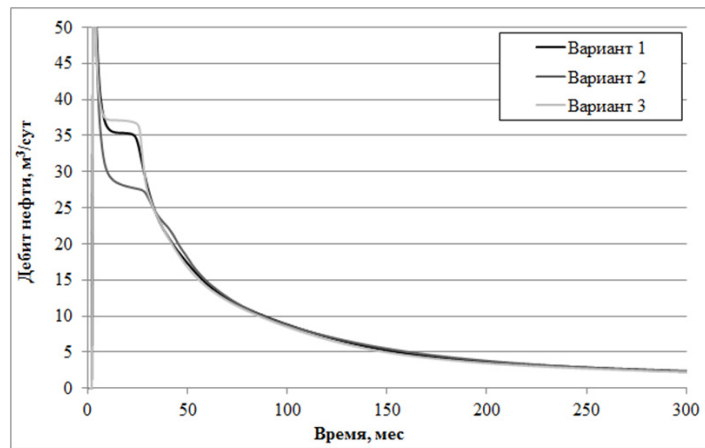


Рис. 3. Динамика изменения дебита воды

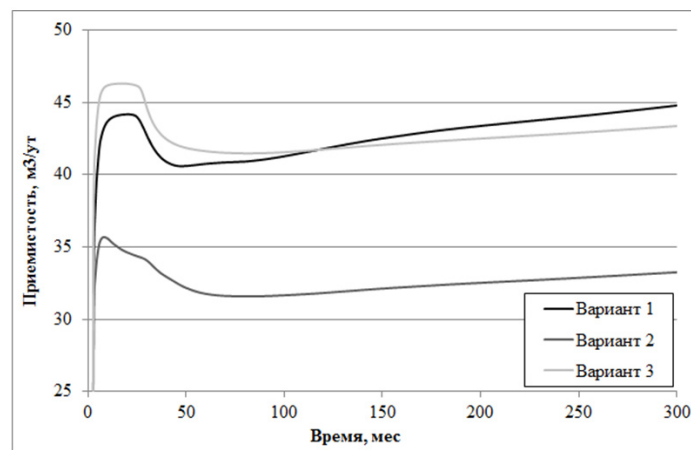


Рис. 4. Динамика изменения проницаемости

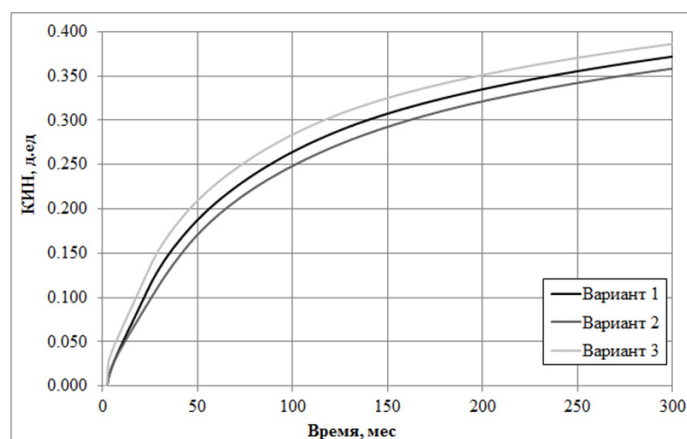


Рис. 5. Изменение коэффициента извлечения нефти

Результаты численного моделирования показали эффективность периодической гидрофобизации коллекторов в процессе фильтрации углеводородов в пластовых условиях. Следовательно, предложенная аналитическая модель ускорения переноса капель нефти в пористой среде получила свое подтверждение.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мазаев В.В., Морозов В.Ю., Островский В.В. и др. Обзор новых методов повышения нефтеотдачи пласта, предлагаемых к внедрению на объекте АВ₁¹⁻² «рябчик» Самотлорского месторождения // Оптимизация технологий разработки нефтяных месторождений: сб. статей. Екатеринбург, 2003. С. 277-287.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1995. 198 с.
3. Парфит Г., Рочестер Р. Адсорбция из растворов на поверхностях твердых тел. М.: Мир, 1986. 485 с.
4. Nadolny, H., Weingartner. Pair correlations near critical points of ionic fluids: Experimental investigation of the static permittivity // J. Chem. Phys. 2001. Vol. 114. № 12. Pp. 1526-1534.
5. Anderson, W.G. Wettability Literature Survey. Part 6. Effects of wettability on water flooding // Journal of Petroleum Technology. 1987. № 12. Pp. 1605-1622.
6. Иванова М.М., Михайлов Н.Н., Яремчук Р.С. Регулирование фильтрационных свойств пласта в околоскважинных зонах. М.: ВНИИОЭНГ, 1988.
7. Бабалян Г.А., Мархасин И.Л. Применение поверхностно-активных веществ в нефтяной промышленности. М.: Гостехиздат, 1961.
8. Хавкин А.Я., Табакеева Л.С. Влияние глинистого цемента на проницаемость нефтяных коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1998. № 8. С. 27-31.

REFERENCES

1. Mazayev, V.V., Morozov, V.Y., Ostrovsky, V.V. et al. Overview of new EOR methods developed for implementation at the AV₁₁₋₂ "ryabchik" facility of the Samotlor field // Optimization of field development technologies. Collection of articles. 2003. Pp. 277-287. (in Russian).

2. Altunina, L.K., Jars, V.A. EOR by surfactant composition. Novosibirsk: Nauka. RAS Siberian Publishing House, 1995. 198 p. (in Russian).
3. Parfit, D. Rochester, R. Adsorption from solutions on solid surfaces. Moscow: Mir, 1986. 485 p. (in Russian).
4. Nadolny, H., Weingartner. Pair correlations near critical points of ionic fluids: Experimental investigation of the static permittivity // J. Chem. Phys., 2001. Vol. 114. № 12. Pp. 1526-1534.
5. Anderson, W.G. Wettability Literature Survey. Part 6. Effects of wettability on water flooding // Journal of Petroleum Technology. 1987. № 12. Pp. 1605-1622.
6. Ivanova, M.M., Mikhailov, N.N., Yaremchuk, R.S. Regulation of the filtration properties of the reservoir in boreholes zones. Moscow: VNIIOENG, 1988. (in Russian).
7. Babalyan, G.A., Markhasin, I.L. Use of surfactants in the oil industry. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961. (in Russian).
8. Khavkin, A.Ya., Tabakeeva, L.S. Influence of clay cement on permeability of oil reservoirs // Geology, geophysics and oil fields development. 1998. № 8. Pp. 27-31. (in Russian).

Авторы публикации

Пахаруков Юрий Вавилович — профессор Тюменского государственного нефтегазового университета, доктор физико-математических наук

Салихов Рустам Шафкатович — аспирант кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений Тюменского государственного нефтегазового университета

Authors of the publication

Yuri V. Pakharukov — Dr. Phys. and Math. Sci., Professor

Rustam Sh. Salikhov — Postgraduate, Department of Oil and Gas Fields Development Tyumen State Oil and Gas University