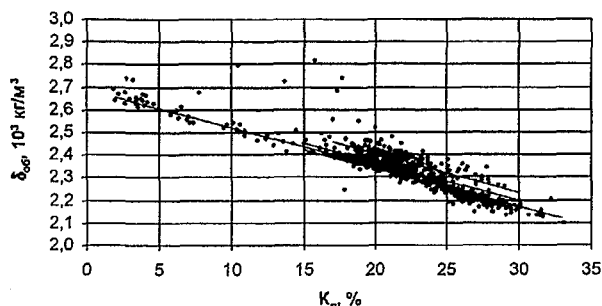


Прибрежная площадь. Выб. - 738



Морозовская, Терноватая и Сладковская площади. Выб. - 277

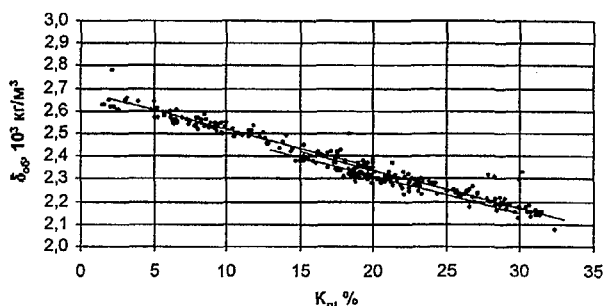


Рис. 4. Сопоставление объемной плотности пород с пористостью

$$K_p = (2,64 - \delta_n)/1,64 \text{ при } K_p = 19...23 \%, \\ \delta_n = (2,3...2,4) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3 \text{ и } K_{пл} > 40 \%; \quad (7)$$

$$K_p = (2,67 - \delta_n)/1,67 \text{ при } K_p = 19...23 \%, \\ \delta_n = (2,3...2,4) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3 \text{ и } K_{пл} = 20...40 \%; \quad (8)$$

$$K_p = (2,69 - \delta_n)/1,69 \text{ при } K_p < 19 \%, \\ \delta_n > 2,4 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3. \quad (9)$$

Таким образом, в результате исследований обоснованы петрофизические модели плотности чокрацких отложений и интерпретационные уравнения для определения пористости по данным гамма-гамма-каротажа. Расчеты показывают, что ошибки в определении пористости по выражениям (2)—(9) за счет вариации минералогической плотности не превышают 1,0...1,5 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вендельштейн Б.Ю., Козяр В.Ф., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов кернов, опробываний и испытаний продуктивных пластов.— Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990. — С. 261.
2. Головацкая И.В., Гулин Ю.А., Еникеева В.А. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток).— Калинин: ВНИИГИК, 1984.
3. Advanced interpretation of wireline logs. — Schlumberger, 1986.
4. Clay, silt, sand, shales.— Schlumberger, 1990.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 552.5:553.98.048

ОЦЕНКА СВОЙСТВ НЕФТИ И ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ЗАЛЕЖИ КАРБОНАТНОГО ТИПА НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

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

Рассмотрены особенности изменения основных параметров пород-коллекторов на примере карбонатной залежи нефти в процессе длительной разработки. На основании комплексного исследования петрофизических свойств пород установлено, что в результате интенсивного дренирования на конечной стадии разработки происходит гидрофилизация поверхности. В значительной степени ухудшаются и вязкостные свойства нефти, оставшейся в породе. Подробно проанализированы коэффициенты вытеснения фильных и фобных разностей пород с учетом структуры порового пространства.

In the article the change peculiarities of rock-trap main parameters were observed on the base of the example of carbonate oil deposit in the process of lingering development. On the base of complex examination of rock petrophysical properties it was set that as a result of intensive drainage during the last stage of development arises the hydrophilization of the surface. In high degree oil viscosity properties left in the rock become worse. In details were analyzed the displacement coefficients of philic and fob difference of rock together with the peculiarity of porous space structure.

Разнообразие структурно-литологических типов карбонатных пород и их физико-химических свойств предопределяет ряд проблем при подсчете запасов и на различных стадиях разработки. При дренировании пласта могут происходить диспергирование нефти, изменение ее свойств и породы-коллектора [1]. В области давлений насыщения они усложняются за счет резкого изменения состояния пристеночных слоев нефти [2]. Так, у девонских нефтей Ромашкинского месторождения в процессе разработки вязкость ухудшилась на 35...51 % и увеличилось содержание парафинов на 19...42 %, а асфальтенов — на 18...30 % [3]. В данной статье анализируются результаты комплексного исследова-

дования по керну свойств остаточных флюидов и карбонатных пород Осинского месторождения Пермского Прикамья (скв. 2303) на конечной стадии разработки (36 лет). Эффективные и плотные пропластки охарактеризованы кернам достаточно полно. Герметизировался керн под слоем бурового раствора, что обеспечило высокую сохранность поровых флюидов.

Нефть исследовали непосредственно в образцах с реальной флюидонасыщенностью методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР). Он позволяет без нарушения естественного состояния оставшейся в кернах нефти селективно фиксировать ее количество с точностью $\pm 1\%$ и количественно дифференцировать различные ее фазы по степени связи с поверхностью [4]. Обширный экспериментальный материал позволил оценить временной мониторинг изменения химии поверхности карбонатных пород и реальное соотношение их различных параметров.

По смачиваемости (M), удельному сопротивлению (ρ_p) и открытой пористости (K_p) пород продуктивный разрез в районе скв. 2303 характеризуется высокой неоднородностью (рис. 1). Неоднородность емкостных свойств проявляется как на макроуровне в частом чередовании пористых и плотных пропластков, так и на более низкой иерархической ступени — в чрезвычайно высокой изменчивости пористости в пределах каждого пропластка.

В поведении смачиваемости и сопротивлений пород выше ВНК проявляется четкая тенденция влияния пористости независимо от нефтенасыщенности. В интервалах 1045,0...1057,0 и 1077,0...1080,0 м породы обладают высокой фильностью,

сопоставимой с водонасыщенными пропластками, и одновременно повышенной пористостью. Это может свидетельствовать о вторичной смачиваемости пород, обусловленной интенсивным дренированием наиболее пористых пропластков при длительной разработке залежи. Подтверждением служат и низкие удельные сопротивления данных пород. Интервал 1062,0...1075,0 м отличается меньшей пористостью пород, увеличением сопротивления и сохранением их первичных фобных свойств. Следовательно, этот пропласток подвержен незначительному воздействию закачиваемых вод.

Анализ средних фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), остаточной водонасыщенности и удельных сопротивлений показывает, что две рассматриваемые группы пород по данному комплексу параметров существенно отличаются (табл. 1). Согласно рис. 2, гидрофильные разности при одинаковой проницаемости имеют более высокие емкостные свойства, чем гидрофобные. Различие этих групп пород особенно резко проявляется в соотношении остаточной водонасыщенности или эффективной пористости с комплексным структурным параметром ($C_{\text{тр}} = \sqrt{K_{\text{пр}}/K_p}$), пропорциональным среднему радиусу поровых каналов (рис. 3). В фильных породах содержание остаточной воды (среднее 17,2%), как это ни странно, меньше, чем в фобных (22,7%, см. табл. 1), а эффективная пористость, естественно, больше, примерно на 3,5%. Эти данные находятся в противоречии с традиционными представлениями о соотношении остаточной водонасыщенности пород с диаметрально противоположной смачиваемостью.

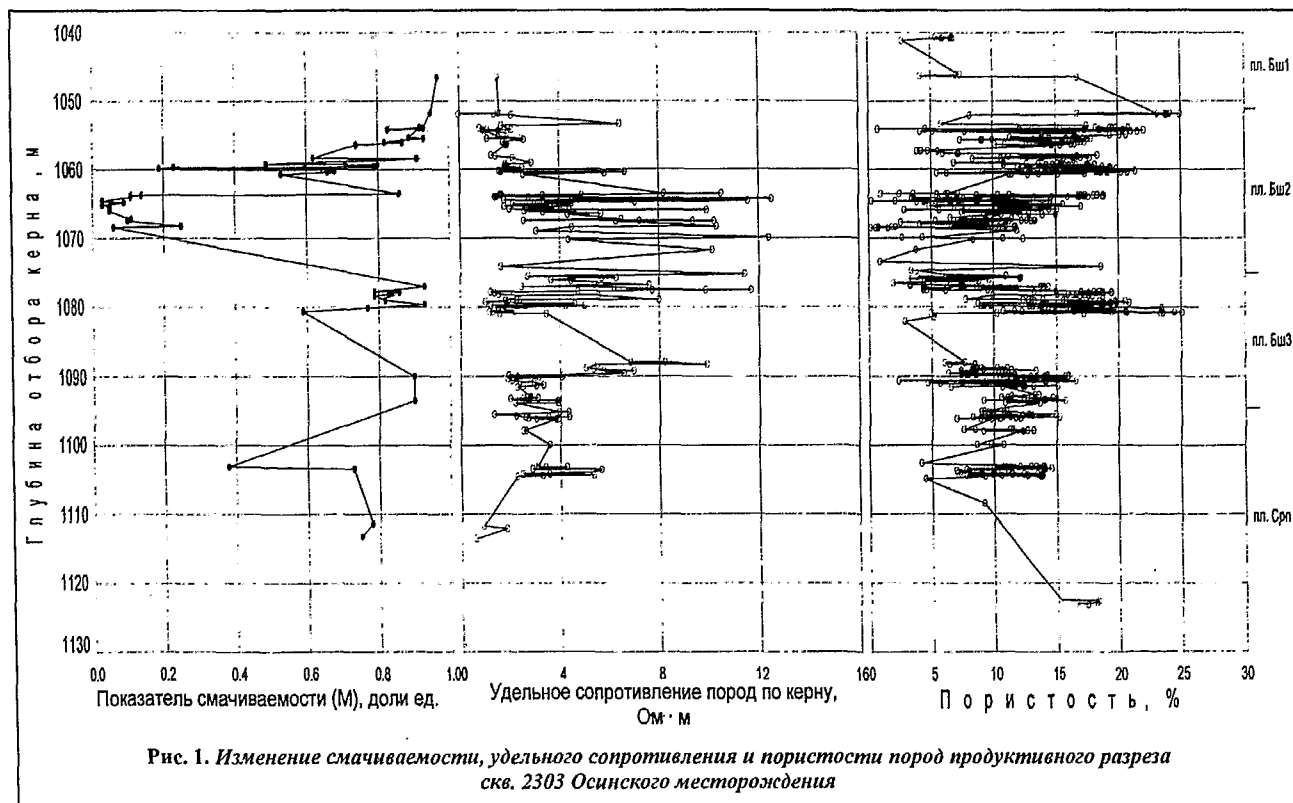


Таблица 1

Средние значения параметров карбонатных пород
фильной и фобной частей разреза

Параметры породы	Часть пласта	
	фобная	фильная
Смачиваемость, доли единицы	0,20	0,73
Пористость, %	10,8	16,2
Проницаемость, фм ²	80,3	121,8
Остаточная вода, %	22,7	17,2
Эффективная пористость, %	9,1	13,4
Структурный параметр, мкм	2,73	2,74
Радиус пор по электрометрии, мкм	22,9	17,4
Извилистость каналов, ед.	13,7	9,5
Параметр пористости, ед.	163,0	90,5
Параметр насыщения, ед.	10,8	18,3
Текущая нефтенасыщенность, %	21,5	23,8
Прочносвязанная нефтенасыщенность, %	18,1	18,6
Время спин-решеточной релаксации свободной фазы нефти, мс	756	713
Время спин-решеточной релаксации связанной фазы нефти, мс	94,4	83,4
Вязкость нефти в породе, мПа·с	26,1	30,2
Коэффициент вытеснения высокопроницаемых пластов, доли единицы	0,688	0,692

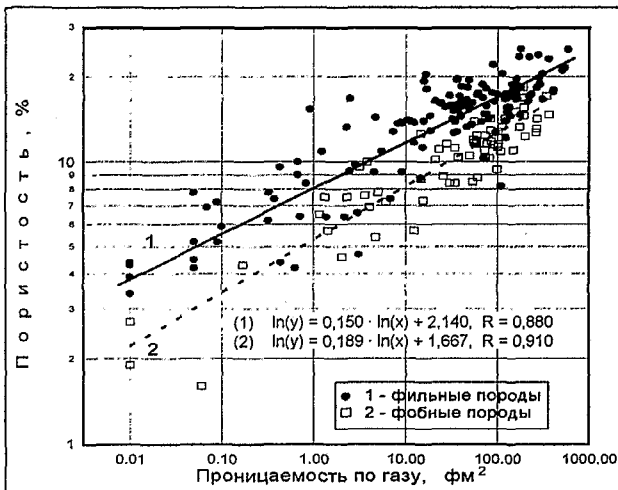


Рис. 2. Зависимости между пористостью и проницаемостью

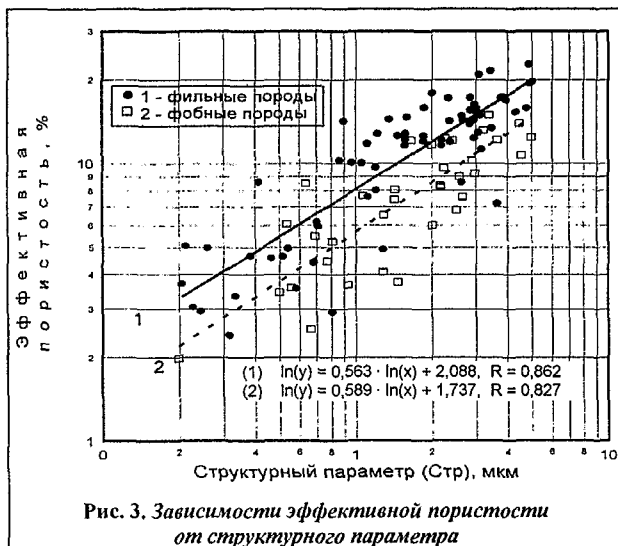


Рис. 3. Зависимости эффективной пористости от структурного параметра

Необычность отмеченного факта, по-видимому, связана с тем, что выше ВНК в продуктивном разрезе часть пропластков была изначально более фильной, с промежуточной смачиваемостью. Существование таких пропластков подтверждается данными о недонасыщенности пород в пределах эффективных частей залежи [5] и ее высокой неоднородностью (см. рис. 1). В процессе разработки у высокопроницаемых коллекторов степень фильности могла повыситься, и они оказались сопоставимыми с породами из водонасыщенной части залежи. Маловероятно, что эти породы были типично фобными на момент формирования залежи, а инверсия смачиваемости произошла в дальнейшем. Специальные исследования [6] показывают, что частичная филизация (на 3...4 %) фобных пород возможна при воздействии сильных растворителей типа спиртобензольной смеси, а полная происходит только при прокаливании до 300 °С и выше. Сопоставление параметров структуры порового пространства между собой, а также с остаточной водонасыщенностью и проницаемостью показало, что фильные и фобные породы в каждом случае характеризуются своими зависимостями:

$$\left. \begin{aligned} r_n^3 &= 4,826 \cdot r_k + 3,589, & R &= 0,895, \\ \ln K_{ов} &= -0,849 \cdot \ln r_n^3 + 5,079, & R &= 0,878, \\ \ln T_3 &= -0,148 \cdot \ln K_{пр} + 2,638, & R &= 0,769, \end{aligned} \right\} \text{фильные породы}$$

$$\left. \begin{aligned} r_n^3 &= 4,886 \cdot r_k + 10,386, & R &= 0,727, \\ \ln K_{ов} &= -0,838 \cdot \ln r_n^3 + 5,619, & R &= 0,543, \\ \ln T_3 &= -0,205 \cdot \ln K_{пр} + 3,228, & R &= 0,845, \end{aligned} \right\} \text{фобные породы}$$

где r_n^3 , r_k — радиусы пор и поровых каналов, мкм; $K_{ов}$ — остаточная вода, %; T_3 — извилистость, ед.; $K_{пр}$ — газопроницаемость, фм².

На основании этих зависимостей в табл. 2 приведена количественная оценка структурных параметров пород различной смачиваемости. Оказалось, что в фильных породах в сравнении с фобными меньше и извилистость, и размеры пор, а поровые каналы близки. Следовательно, в силу меньшей извилистости и разницы размеров пор и поровых каналов они обладают более однородной поровой структурой. Средние значения основных параметров пород фильной и фобной частей разреза для исследованной выборки образцов приведены в табл. 1. На основании рассмотренных данных можно сделать вывод, что при решении конкретных задач обязательно нужно учитывать принадлежность пород к определенному типу смачиваемости. Это свойство, очевидно, играет доминирующую роль при формировании остаточной водонасыщенности, обеспечивая предельно благоприятные условия максимального замещения воды нефтью.

Значительный практический интерес представляет оценка реального и возможного текущего коэффициентов вытеснения по керну частей залежи различной промытости на поздней стадии разработ-

Таблица 2

Соотношение некоторых параметров фильных и фобных карбонатных пород

Остаточная водонасыщенность ($K_{ов}$), %		3	6	10	20	30	40
Радиусы пор пород (r_n^p), мкм	фильных	63,0	35,0	22,7	12,6	8,9	7,0
	фобных	100,0	61,4	40,0	22,4	15,9	12,5
Радиусы пор (r_n^p), мкм		10	15	20	25	30	35
Радиусы поровых каналов пород (r_k), мкм	фильных	1,3	2,4	3,4	4,4	5,5	6,5
	фобных	0,1	0,9	2,0	3,0	4,0	5,0
Проницаемость ($K_{пр}$), фм ²		0,1	1	10	50	100	700
Извилистость поровых каналов пород (T), ед.	фильных	19,7	14,0	10,0	7,8	7,1	5,3
	фобных	40,4	25,2	15,7	11,3	9,8	6,6

ки. Актуальность данного вопроса обусловлена тем, что, согласно статистическому анализу, извлекаемые запасы средних и мелких месторождений России завышаются обычно в среднем на 18 % [7].

В сравнении с косвенными способами решения этого вопроса данные, полученные по керну, уникальны тем, что являются прямыми и позволяют рассмотреть механизм дренирования пород с учетом их конкретных петрофизических свойств и текущей нефтенасыщенности. В данном случае исходили из того, что на поздней стадии разработки залежи текущая нефтенасыщенность по сути является остаточной, поскольку доля прочносвязанной нефти составляет 18,6 %, или 78...86 % отн. (см. табл. 1). Начальное нефтесодержание рассчитывали через остаточную водонасыщенность при условии нулевой газонасыщенности по равенству: $K_n = 1 - K_{ов}$. Реальный коэффициент вытеснения ($K_{вт}^p$) находится с учетом текущей нефтенасыщенности, а возможный ($K_{вт}^{вз}$) — с учетом ее прочносвязанной доли ($K_n^{пр}$).

Традиционная зависимость реального коэффициента вытеснения ($K_{вт}^p$) от проницаемости (рис. 4) позволяет отметить две особенности пород. В диапазоне нескольких порядков проницаемости после 1,0 фм² средний коэффициент вытеснения практически стабилизируется на каком-то максимальном уровне — в пределах 0,59...0,80 долей единицы. Мало того, тенденции его изменения для фильных и фобных пород контролируются общим корреляционным полем и имеют равновероятные дисперсии. Подтверждением служат средние значения $K_{вт}^p$ (см. табл. 1), которые у обеих групп пород отличаются незначительно (0,688 и 0,692 долей единицы). Другими словами, в пластовых условиях в объеме всей залежи процесс вытеснения нефти водой по площади обуславливается отнюдь не одной проницаемостью по напластованию, а рядом других физически значимых параметров, учитывающих, например, объемные свойства и неоднородность пород на микро- и макроуровне.

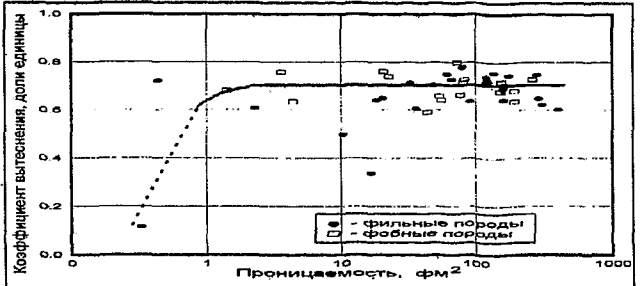


Рис. 4. Зависимость реального коэффициента вытеснения от газопроницаемости



Рис. 5. Соотношение реального коэффициента вытеснения и прочносвязанной нефти

Поскольку коэффициенты вытеснения находили через реально оставшуюся в образцах нефть, стабилизация их после $K_{пр} \approx 1,0$ фм² имеет определенный физический смысл. При такой и большей проницаемости породы являются коллекторами и участвуют в процессе нефтеотдачи при закачке в пласт воды. Подтверждением служит экспериментальное обоснование кондиционных значений пористости и проницаемости по непосредственным измерениям фазовой проницаемости нефти [8]. Было установлено, что в этих породах фильтрация нефти наблюдается при $K_{пр} > 0,8$ фм² и $K_n > 7,0...7,8$ %.

Связь реального коэффициента вытеснения с прочносвязанной нефтью ($K_n^{пр}$), т. е. с остаточной нефтенасыщенностью, во-первых, более тесная и, во-вторых, отчетливо дифференцирована как для интервалов различной нефтенасыщенности, так и для пород, отличающихся по смачиваемости (рис. 5). Каждая точка на графике представляет собой среднее значение по двум—четырем отдельным образцам одного куска керна. При значениях нефтенасыщенности до 28 % линейное снижение коэффициента вытеснения отмечается и для фильных, и для фобных пород. Абсолютная разница по коэффициенту вытеснения между этими группами составляет 0,06 долей единицы, причем в фильных породах он больше. В породах с нефтенасыщенностью, превышающей 28 %, что соответствует средним коллекторским свойствам, коэффициент вытеснения резко снижается и может быть описан индивидуальной зависимостью. Поэтому фобным породам должно быть уделено особое внимание: в них коэффициент вытеснения ниже на 2...5 % относительно фильных разностей. Основные перспективы по поддержанию уровня добычи

могут быть связаны с ухудшенными коллекторами, в которых коэффициент вытеснения иногда составляет 0,2...0,3 доли единицы. Казалось бы, прочносвязанная фаза нефти в большей степени должна отражать вариации химических свойств поверхности порового пространства. Однако реальная дифференциация фильных и фобных пород слабая, к тому же обратная — в фильных коэффициент вытеснения больше. Это еще раз указывает на то, что формирование прочносвязанной фазы нефти в большей степени обусловлено микроструктурными особенностями пород-коллекторов, а высокая фильность пород в значительной степени является вторичной.

С учетом прочносвязанной доли текущей нефтенасыщенности была выполнена оценка максимальных коэффициентов вытеснения ($K_{вт}^{в3}$), возможных при использовании современных методов повышения нефтеотдачи. Сопоставление их с реальными коэффициентами вытеснения (рис. 6) свидетельствует о тесной и единой зависимости между ними для пород различной смачиваемости:

$$\ln(K_{вт}^{в3}) = 1,443 \cdot K_{вт}^p - 1,282,$$

коэффициент корреляции 0,991. Полученное выражение позволяет с приемлемой точностью находить значение $K_{вт}^{в3}$ расчетным способом и судить о степени выработанности извлекаемых запасов. Для района скв. 2303 Осинского месторождения текущие коэффициенты вытеснения для всех типов коллекторов достаточно высокие. Наибольшее отличие их от максимально возможных достигает 0,16 долей единицы в области плохих коллекторов, для высокопроницаемых коллекторов разница составляет 0,02...0,04 долей единицы, что является следствием их интенсивной выработанности.

Индивидуальность порового пространства и его влияние у различных групп пород хорошо проявляются на примере зависимости прочносвязанной нефти (K^{np_n}) от параметра $H_{ст} = C_{тр}/T_3$, где $C_{тр}$ эквивалентен среднему радиусу поровых каналов, а T_3 характеризует их извилистость (рис. 7). В случае гидрофобных пород выделяются две разновидности: первая — с различным и независимым от коллекторских свойств содержанием K^{np_n} (неколлекторы с первичной нефтенасыщенностью); вторая — с практически постоянными значениями K^{np_n} в широком диапазоне коллекторских свойств (дренированные коллекторы с невытесненной нефтью). В содержании прочносвязанной нефти гидрофильных пород фиксируется явный минимум в области $H_{ст} = 0,2...0,4$ мкм, обусловленный изотропностью проницаемости пород, когда она вкрест и по напластованию примерно равновероятна $A_{пр} = \pm 20\%$ (рис. 8). Таким образом, в однородной пористой среде наблюдаются наиболее благоприятные условия для реализации поршневого процесса вытеснения, при котором формируется минимальная остаточная нефтенасыщенность — 10...12%. В анизотропных породах с $A_{пр} \approx 80\%$ при $H_{ст} > 0,4$ мкм (высокопроницаемые коллекторы) и $H_{ст} < 0,15$ мкм (неколлекторы) коли-

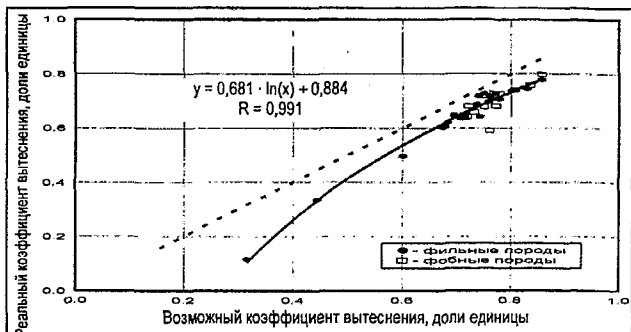


Рис. 6. Сопоставление реальных (K^p) и возможных ($K^{в3}$) коэффициентов вытеснения

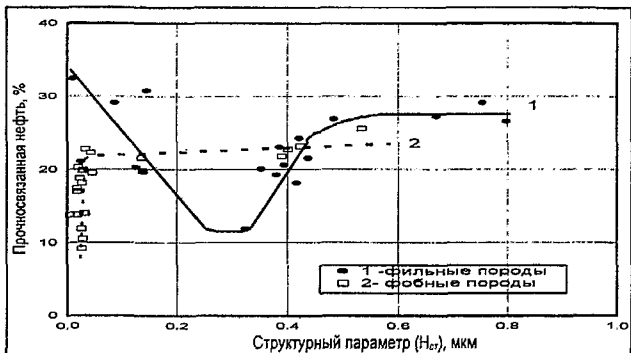


Рис. 7. Зависимость прочносвязанной нефти от структурного параметра

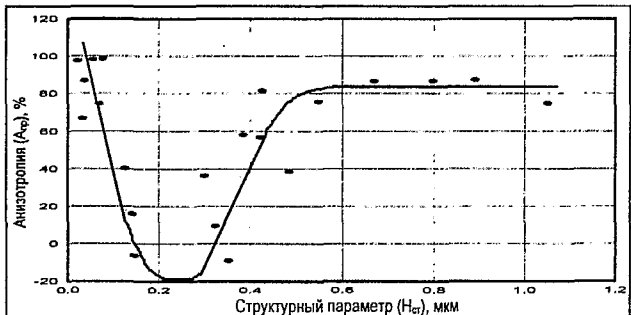


Рис. 8. Изменение анизотропии проницаемости в фильных породах

чество связанной нефти увеличивается в 2,3...2,6 раза — с 12 до 28...32% (см. рис. 7).

Изотропность пород отразилась и на релаксационных параметрах нефти (рис. 9). По отношению времен релаксации T_{1a}/T_{1b} подвижной и связанной фаз нефти в интервале $H_{ст} = 0,25...0,4$ мкм у нее наблюдается явное изменение динамических свойств. Это обусловлено противофазным изменением времен спин-решеточной релаксации фаз нефти как функции нормированного радиуса. Если принять отношение $\alpha = T_{1a}/T_{1b}$ за количественный показатель структурной неоднородности нефти, то из экспериментальных данных следует: в неограниченном объеме коэффициент α равен 3,5 ед. ($T_{1a} = 369$ мс, $T_{1b} = 106$ мс), а в породах с изотропным поровым пространством он возрастает до 5,3 ед., что свидетельствует о более высокой неоднородности структуры нефти. Увеличение анизотропии порового пространства от 20 до 100% (см. рис. 8) приводит к

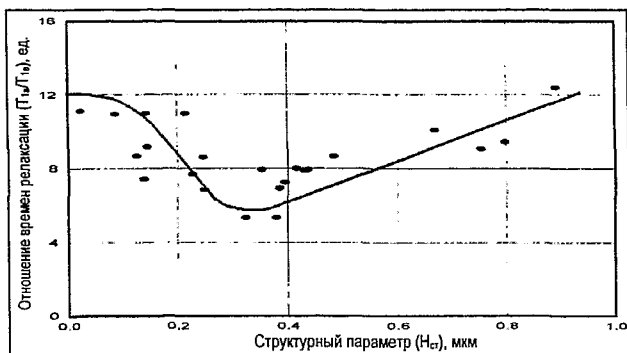


Рис. 9. Отношения времен релаксации различных фаз нефти в фильных породах

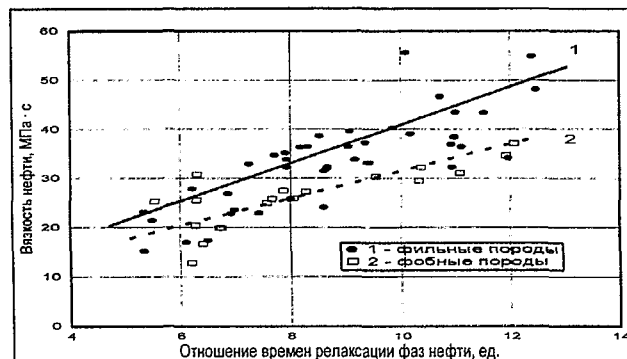


Рис. 10. Зависимость между вязкостью и отношением времен релаксации фаз нефти T_1/T_2 в карбонатных породах

росту α до 12,5 ед., т. е. в 3,6 раза. Поэтому можно утверждать, что в породах со сложной структурой порового пространства формируется более неоднородная нефтяная дисперсная система.

Подтверждением сказанному служит и то, что между параметром α и вязкостью нефти для фильных и фобных пород существуют тесные линейные зависимости (рис. 10). Они фактически отражают процесс увеличения в составе остаточной нефти асфальтосмолистых веществ (АСВ) по мере перехода жидкости от простого к более сложному состоянию. Минимальные значения α , согласно рис. 9 и 10, указывают на то, что в слабоанизотропных коллекторах процесс вытеснения нефти водой не сопровождается существенным изменением структуры нефти и соответственно вязкость ее близка к исходной (21 мПа·с). Напротив, в анизотропных породах на конечной стадии разработки залежи отмечаются селективное разделение и накопление асфальтосмолистых компонентов в нефти (максимальные значения α). В результате в гидрофильных породах ее вязкость может увеличиваться до 55,7 мПа·с (среднее значение 34,4 мПа·с, см. табл. 1). В гидрофобных промытых пропластках средняя вязкость нефти (26,0 мПа·с, см. табл. 1) незначительно отличается от исходной (21 мПа·с), что в целом отражает более слабый процесс структурирования остаточной нефти или меньшую степень дренированности. При равных структурных коэффициентах α вязкость

нефти в фобных образцах в среднем в 1,4 раза меньше, чем в гидрофильных (см. рис. 10).

Таким образом анализ показал, что на конечной стадии разработки залежи происходит усиление начальной неоднородности продуктивного разреза, обусловленное дополнительной гидрофилизацией наиболее проницаемых пропластков и дифференциацией форм остаточной нефтенасыщенности по причине неодинакового дренирования нефтенасыщенных пород с различными коллекторскими свойствами. Все это отражается на коэффициенте вытеснения нефти. Характерно, что в средне- и низкопроницаемых коллекторах, в данном случае более однородных, коэффициенты вытеснения даже несколько выше.

Нефть, оставшаяся в породе после длительной разработки залежи, отличается от начальной и динамически подвижной повышенными вязкостными свойствами. При этом количество неизвлеченной нефти является функцией одновременно коэффициента анизотропии карбонатных пород, средних радиусов поровых каналов и смачивающих свойств поверхности. Проведение подобного комплекса исследований и учет их результатов можно рассматривать как необходимое условие оптимизации нефтедобычи на поздней стадии разработки залежи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сафиева Р.З., Синяев Р.З. Коллоидно-химические аспекты протекания фазовых переходов в нефтяных системах в процессе добычи, транспорта и переработки нефти // *Фундаментальные проблемы нефти и газа*. — М., 1996. — Т. 2. — С. 164—166.
2. Булгаков Г.Т., Хасанов М.М. Автоколебания в гидродинамике газированной жидкости // *Изв. вузов. Нефть и газ*. — 2000. — № 4. — С. 26—32.
3. Тарасов Е.А., Никандров Ю.Н., Никифорова Г.Э. Изменения физико-химических свойств нефти в процессе разработки Ромашкинского месторождения // *Нефт. хоз-во*. — 1999. — № 7. — С. 25—27.
4. Митрофанов В.П., Злобин А.А. О некоторых особенностях остаточной нефтенасыщенности // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. — 2000. — № 6. — С. 39—44.
5. Еременко Н.А., Славкин В.С., Голованова М.П. Начальная нефтенасыщенность как следствие условий формирования залежей // *Геология нефти и газа*. — 2000. — № 5. — С. 27—31.
6. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа.—М.: Недра, 1979. — 199 с.
7. Проблемы оценки промышленных запасов нефти и газа России / Н.Н. Немченко, М.Я. Зыкин, В.И. Проскурин, И.С. Гутман // *Геология нефти и газа*. — 1998. — № 3. — С. 4—9.
8. Митрофанов В.П., Хижняк Г.П., Пузиков В.И. О кондиционных значениях фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. — 2000. — № 9. — С. 8—15.