

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ НЕНЬЮТОНОВСКОЙ НЕФТИ ПРИ ТЕЧЕНИИ В КАРБОНАТНЫХ ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

Гафаров Ш.А., Шамаев Г.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Одной из причин низкого извлечения нефти из пласта, наряду с геологической неоднородностью нефтяного коллектора, молекулярно-поверхностных явлений в пласте и пр. является структурообразование в нефтях, содержащих значительное количество смол, асфальтенов парафинов. Так, статистическая обработка данных многолетней эксплуатации нефтяных залежей Азейбарджана показала, что нефтеотдача по месторождениям аномальных нефтей имеет в среднем величину примерно в два раза меньшую по сравнению с другими месторождениями, нефти которых могут рассматриваться как ньютоновские /1/.

Эффективность разработки таких месторождений требует изучения реологических и фильтрационных характеристик нефти, а также механизма вытеснения нефти различными агентами.

Ранее изученные и известные закономерности течения аномально-вязких нефтей в терригенных коллекторах не могут быть адекватно перенесены на карбонатные в силу отличительных особенностей последних петрофизическими, литологическими характеристиками, условиями образования залежи и залегания нефти в них, особенностями фильтрации др.

Многотипность структуры порового пространства (поровый, порово-кавернозный, порово-кавернозно-трещиноватый), микронеоднородность, большая гидрофобность, иной минералогический и химический состав карбонатных коллекторов в сравнении с терригенными, вероятно, будут неоднозначно влиять на проявление аномалий вязкости неньютоновскими нефтями.

Не имея четких представлений о структурообразовании нефтей в карбонатных пористых средах и факторах ее подавляющих, невозможно развивать научные основы методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях. В связи с этим был проведен комплекс лабораторных исследований по изучению особенностей фильтрации неньютоновских нефтей в породах карбонатных коллекторов.

Изучение велось в следующей последовательности: в начале исследовалось влияние минералогического состава пород на процессы фильтрации аномально-вязких нефтей. Далее изучалось влияние проницаемости пород и содержание химреагентов на закономерности фильтрации аномально-вязких нефтей.

Исследования велись на установке и по методике описанной в РД 39-11-02-77 /2/.

Для сравнительной оценки особенностей проявления неньютоновского характера фильтрации anomalно-вязких нефтей (а.в.н.) опыты в начале проводили на терригенных и карбонатных породах с поровой структурой пустотного пространства, для чего из нескольких сотен образцов были подобраны два (№№ Т-8 и И-1, табл. 1) с примерно равными порометрическими характеристиками.

Влияние проницаемости на фильтрационные свойства anomalно-вязких нефтей изучалось также на естественных карбонатных кернах с поровой структурой, характеристики которых приведены в табл. 1

Таблица 1

Характеристика размеров и физических свойств
карбонатных образцов

Индекс породы	Диаметр керна, см	Длина керна, см	Коэффициент пористости, %	Коэффициент проницаемости по воздуху, мкм ²
Т-8 (песч.)	2,8	5,85	14,2	0,069
И-1	2,8	6,0	11,3	0,060
Г-13.2	2,8	4,2	16,5	0,335
С-7	2,8	4,2	15,1	0,209
С-9-2	2,8	3,8	14,0	0,146
С-5	2,8	4,0	12,2	0,082
С-9-1	2,8	4,3	11,8	0,052

На образцах пород определяли такие фильтрационные свойства нефти как: подвижность нефти с предельно разрушенной структурой, подвижность нефти с практически не разрушенной структурой, индекс аномалии подвижности (ИАП), градиент динамического давления сдвига (ГДДС) и градиент давления предельного разрушения структуры (ГДПРС).

Исследуемыми углеводородными жидкостями являлись дегазированные нефти Игровского карбонатного месторождения Башкортостана, состав и физико-химические свойства которых приведены в таблице 2.

Таблица 2

Физико-химические свойства и состав нефти

Наименование параметра	Значение параметра					
	скв. 2240	скв. 794	скв. 3	скв. 2275-1	скв. 2275-2	скв. 3314
1. Вязкость, мПа*с (20°С)	40,8	11,2	21,0	38,6	16,8	31,4
2. Плотность, кг/м ³ (20°С)	896	889	891	898	884	878
3. Содержание, % масс.						
- асфальтенов	6,2	3,2	4,7	3,01	2,30	3,16
- смол	17,2	18,4	17,8	10,27	13,5	13,27
- парафинов	2,1	2,9	2,5	15,84	6,7	2,3

Исследования показали (табл. 3), что нефти скв. №№2240, 794, 3 фильтруются в песчаном и карбонатном образцах с отклонением от линейного закона Дарси.

Несмотря на примерно одинаковую пористость и абсолютную проницаемость песчаного и карбонатного образцов, характер фильтрации в них аномально-вязких нефтей заметно отличается. Так, например, подвижность нефтей с практически неразрушенной структурой при фильтрации в карбонатах в 1,95...3,87 раза меньше, чем при фильтрации в песчаной породе. Аналогично и ГДДС, ГДПРС для карбонатной среды намного выше, чем для песчаной при фильтрации в них одних и тех же нефтей.

Повышение температуры нефти приводит к увеличению подвижности как с предельно разрушенной, так и с практически неразрушенной структурами. При этом темп роста подвижности в песчаном образце выше чем в карбонатном.

Исследование зависимости фильтрационных параметров аномально-вязких нефтей от проницаемости карбонатной породы показало (табл.4), что с уменьшением проницаемости образцов происходит резкий рост фильтрационных параметров: ИАП, ГДДС и ГДПРС.

Получена зависимость ГДДС нефти Игровского месторождения от проницаемости исследуемых кернов (рис. 1). Там же приведена аналогичная зависимость, полученная расчетным путем для условий фильтрации нефтей карбона Башкирии в терригенных пластах по формуле /2/:

$$H = \frac{0,052}{K^{0,62}} \cdot \theta_0 \quad (1)$$

где H – градиент динамического давления сдвига при $t=24$ °С и при $P=12$ МПа, кПа/м;

θ_0 – предельно динамическое напряжение сдвига нефти, кПа/м.

Из рисунка 1 видно, что при проницаемости карбонатной породы $0,150$ мкм² и выше зависимость ГДДС от проницаемости носит слабый характер, а численное значение этого фильтрационного параметра близки к аномальным значениям для терригенной породы карбона Башкортостана. При проницаемости карбонатной породы менее $0,150$ мкм² зависимость ГДДС от проницаемости приобретает ярко-выраженный экспонентальный характер и описывается уравнением:

$$H = \frac{0,003}{K^{1,596}} \cdot \theta_0 \quad (2)$$

Обозначения те же, что и в уравнении (1).

Численные значения этого фильтрационного параметра намного превышают аномальные значения для терригенных пород карбона Башкортостана.

Таблица 3

Изменение фильтрационных параметров нефтей при фильтрации через песчаные и карбонатные образцы пород при различных температурах

Температура нефти, °С	Подвижность нефти $\times 10^{-4}$, мкм ² /мПа·с		Индекс аномалии подвижности	Градиент динамического давления сдвига, кПа/м	Градиент давления предельного разрушения структуры, кПа/м
	с предельно-разрушенной структурой	с практически неразрушенной структурой			
1	2	3	4	5	6
нефть скв. № 2240: порода – песчаный образец					
20	1,91	0,265	7,2	9,97	10,5
25	2,28	0,518	4,4	6,13	8,4
40	3,65	1,740	2,1	3,68	4,6
60	5,81	5,810	1,0	0	0
нефть скв. № 2240: порода – карбонатный образец					
20	1,45	0,102	14,2	15,20	16,8
25	1,71	0,154	11,1	13,68	15,2
40	2,70	0,45	6,0	7,10	9,1
60	4,26	4,260	1,0	0	0
нефть скв. № 794: порода – песчаный образец					
20	14,0	14,0	1,0	0	0
25	18,6	18,6	1,0	0	0
40	38,0	38,0	1,0	0	0
60	65,0	65,0	1,0	0	0
нефть скв. № 794: порода – карбонатный образец					
20	12,3	12,3	1,0	0	0
25	16,9	16,9	1,0	0	0
40	34,8	34,8	1,0	0	0
60	59,9	59,9	1,0	0	0
нефть скв. № 3: порода – песчаный образец					
20	4,94	1,15	4,3	6,1	6,9
25	6,04	2,88	2,1	3,3	3,7
40	11,30	11,30	1,0	0	0
60	16,30	16,30	1,0	0	0
нефть скв. № 3: порода – карбонатный образец					
20	4,09	0,59	6,9	7,9	8,4
25	5,07	0,87	5,8	2,9	4,6
40	9,33	9,33	1,0	0	0
60	1,55	13,55	1,0	0	0

Таблица 4

Фильтрационные параметры нефтей Игровского месторождения в образцах карбонатных пород с различной проницаемостью
($P=10$ МПа, $t=25$ °С)

Коэффициент проницаемости карбонатной породы по воздуху, мкм ²	Нефть скважины Игрового месторождения	Фильтрационные параметры нефти		
		Индекс аномалии подвижности	Градиент динамического давления сдвига, кПа/м	Градиент давления предельного разрушения структуры, кПа/м
0,335	2275-1	1,0	0	0
0,209	2275-1	1,5	1,1	7,6
0,146	2275-1	2,2	1,9	2,6
	2275-2	1,0	0	0
	Среднее значение	1,6	1,0	1,3
0,082	2275-1	10,5	11,3	12,5
	2275-2	1,6	1,2	1,7
	Среднее значение	6,1	6,3	7,3
0,052	2275-1	6,8	6,7	7,9
	2275-2	3,7	8,9	9,8
	3314	2,2	13,2	15,2
0,060	2240	11,1	13,7	15,2
	Среднее значение	6,0	10,6	12,2

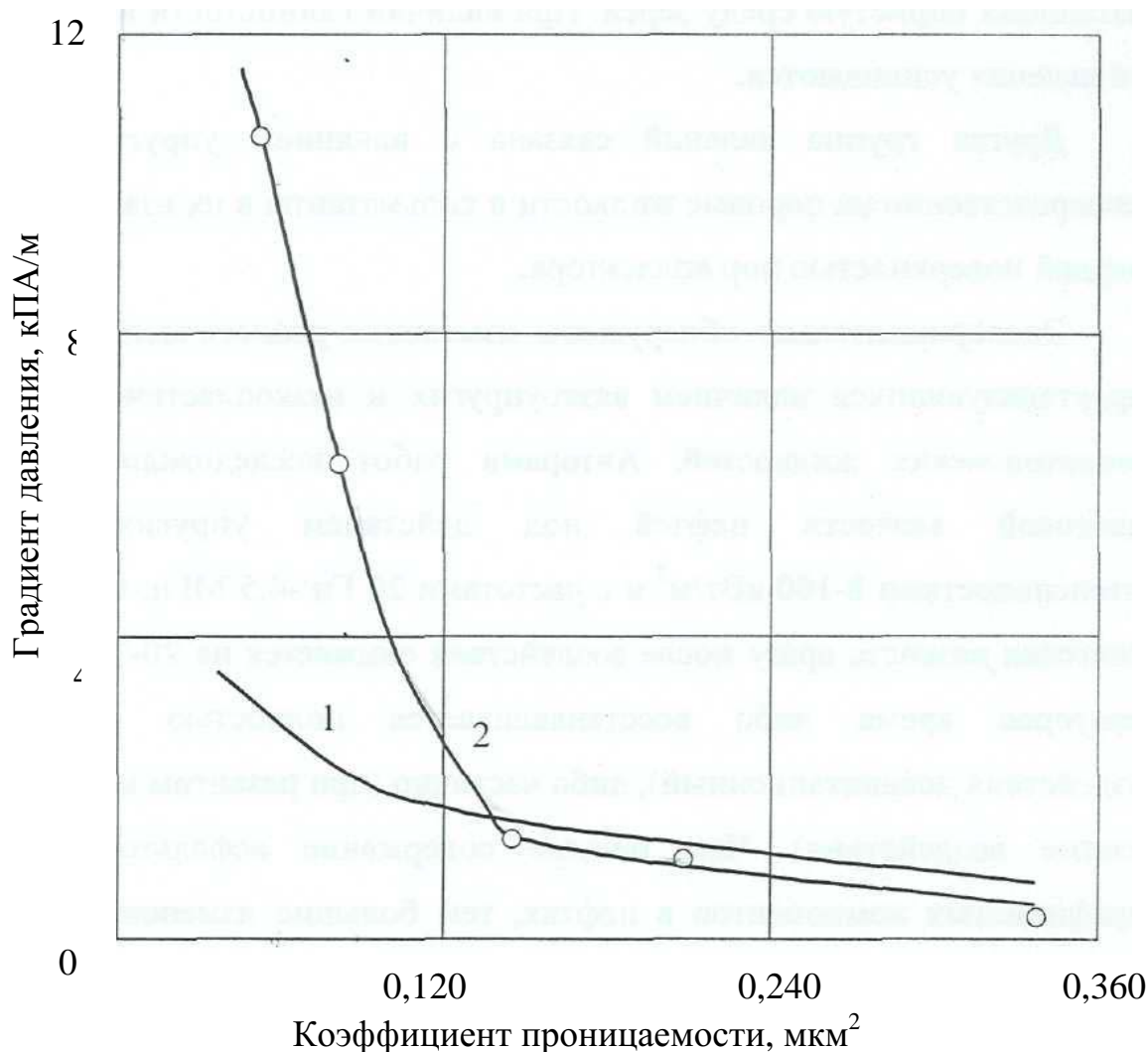


Рисунок 1 – Зависимости градиента динамического давления сдвига от проницаемости пород для различных нефтей

- 1 – фильтрация нефти в терригенных породах карбона Башкортостана,
 2 – фильтрация нефти Игровского месторождения в карбонатных породах среднего карбона Башкортостана

Анализируя и обобщая полученные экспериментальные данные можно дать следующее пояснение такому отличию фильтрационных параметров anomalно-вязких нефтей в карбонатных пористых средах.

Более низкие значения подвижности anomalно-вязких нефтей в карбонатных пористых средах объясняются с одной стороны, тем, что в отличии от коллекторов терригенного типа, где пора по всей сколько угодно малой длине имеет множественную связь с соседними порами /3/, в образцах карбонатной породы отмечены сравнительно большие длины /4/, на которых поровые каналы оказались изолированными. Такие каналы охарактеризованы как микрокапилляры (субкапиллярные поры). Они, на наш взгляд, не вовлечены в процесс фильтрации нефти т.к. толщины гранично-связанной структурной нефти перекрывают их сечение.

С другой стороны более высокие значения реологических параметров аномально-вязких нефтей (ГДДС, ГДПРС) указывают на образование в карбонатах более прочных объемных структур за счет формирования активными компонентами нефти на границе нефть – карбонатная порода более прочных и утолщенных слоев гранично-связанной нефти, толщина которых согласно /5/ в 1,5...2 раза больше чем на кварцевой подложке.

Этим же объясняется столь резкий рост фильтрационных параметров неньютоновских нефтей в карбонатных пористых средах с уменьшением проницаемости (рис. 1).

В образцах карбонатных пород с высокой проницаемостью количество нефти с объемной структурой намного (на порядок) превышает объем нефти с «упрочненной граничной» структурой. Поэтому фильтрационные параметры определяются в основном объемными свойствами аномально-вязкой нефти и примерно близки с аналогичными значениями для терригенной породы. С уменьшением проницаемости, а следовательно и фиктивного радиуса пор, объем нефти с «объемной» структурой резко уменьшается (в квадратичной зависимости), а объем нефти с «упрочненной граничной» структурой остается таким же или даже незначительно увеличивается.

Влияние химического реагента (ПАВ ОП-4, $C_0 = 0,05\%$ мас.) на ослабление структурно-механических свойств изучалось с использованием нефти скважины 2240. Результаты исследований приведены в таблице 5.

Таблица 5

Изменение фильтрационных параметров нефти скв.2240 Игровского месторождения в образцах пород с добавлением ПАВ ОП-4 ($C_0 = 0,05\%$).

Исследуемая нефть	Подвижность нефти $\times 10^{-4}$, мкм ² /мПа·с		Индекс аномалии подвижности	Градиент динамического давления сдвига, кПа/м	Градиент давления предельного разрушения структуры, кПа/м
	с предельно разрушенной структурой	с практически неразрушенной структурой			
Порода – терригенный образец № Т-8					
Исходная нефть	2,28	0,518	4,4	6,1	8,4
Нефть + 0,05% ОП-4	2,31	0,641	3,6	6,4	7,1
Порода – карбонатный образец № И-1					
Исходная нефть	1,71	0,154	11,1	13,7	15,2
Нефть + 0,05% ОП-4	1,67	0,199	8,4	9,9	12,1

Из таблицы следует, что наиболее сильное влияние наблюдается для карбонатного образца породы. Так, относительное снижение реологических характеристик для карбонатного и терригенного образцов пород составляет: по индексу аномалии подвижности 25% против 18%, по градиенту давления предельного разрушения структуры – 22% против 16%. Необходимо отметить, что ПАВы ослабляют с.м.с. аномально – вязких нефтей не только в объеме нефти, но и, адсорбируясь на твердой поверхности карбонатных пород, на границе раздела нефть – порода. Отсюда, использование ПАВ или композиции ПАВ наиболее эффективно в карбонатных коллекторах нефти.

Таким образом, исследования показали, что:

1. В карбонатных пористых средах аномально – вязкие свойства нефтей проявляются более ярче.

2. Снижение проницаемости пород приводит к существенному росту реологических параметров неньютоновской нефти по сравнению с терригенными коллекторами, т.к. с уменьшением фиктивного радиуса пор и с учетом большей адсорбционной активности известняков в поре увеличивается доля структурированной гранично – связанной нефти и упрочняется структура объемной нефти.

3. Перспективными методами подавления аномалий вязкости нефти в структуре порового пространства карбонатных коллекторов будут тепловые, физико – химические методы с использованием в качестве реагентов ПАВ, композиций ПАВ. Это требует получения более качественных, устойчивых к пластовым условиям, относительно недорогих, экологически безопасных, хорошо растворимых в нефти и быстро проникающих (диффузионно и капиллярно) в поровую матрицу карбонатных коллекторов синтетических ПАВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мирзаджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. –М.: Недра, 1972-200 с.

2. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. –М.: Недра, 1975-168 с.

3. Гильманшин И.Г. Исследование причин снижения коэффициента пористости нагнетательных скважин связанных с фильтрацией суспензии //Дис. ... канд.техн.наук –Уфа, фонды УГНТУ, 1970-195 с.

4. Назаров В.Д. Физические основы выбора агента для заводнения нефтяных пластов карбонатного типа. //Дис. ... канд.техн.наук –Уфа, фонды УГНТУ, 1975-150 с.

5. Галлямова Э.А. Исследование граничных слоев нефти на твердой поверхности //Дис. ... канд.техн.наук –Уфа, фонды УГНТУ, 1972-147 с.