Библиографический список

1. Merrow E. W. Oil and Gas Industry Megaprojects: Our Recent Track Record // Oil and Gas Facilities. – 2012. – Vol. 1, Issue 2. – P. 38–42.
2. Vergidis K., Tiwari A. Business process analysis and optimization: beyond reengineering // IEEE Transactions on Systems, Man, Cybernetics — Part C: Application and Reviews: 1–14, 2008.
3. Хамидуллин Р. И., Сенкевич, Л. Б. О необходимости математического моделирования бизнес-процесса сметных расчетов при строительстве нефтегазовых объектов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 6. – С. 139–145.
4. Hamidullin R. I. Development peculiarities of mathematical business processes activity model forestimated design and construction organizations // Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень, 2017. – С. 414–415.
5. Захаркина Н. В. Совершенствование инструментов стратегического планирования на основе моделирования бизнес-процессов: Автореф. дис. канд. экон. наук. – Брянск, 2006. – 23 с.
6. Дубовицкая Е. А., Ткаченко М. А. Существующие проблемы оценки стоимости нефтегазовых объектов // Вестник ПМСОФТ. – 2015. – № 11. – С. 16–20.
7. Концепция создания линейки программных продуктов для оценки затрат на разных стадиях реализации нефтегазовых проектов / С. В. Чижиков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 20–23.
8. Хамидуллин Р. И., Сенкевич Л. Б. Автоматизация работы инженера-сметчика строительно-сметного отдела ООО «ТоболСтройСервис» // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 11–1. – С. 110–114.
9. Управление стратегическим развитием жизнеспособных экономических систем: модели, механизмы и инструменты: моногр. / Т. Ю. Беликова [и др.] – Т. 2: Прикладные аспекты моделирования процессов управления стратегическим развитием жизнеспособных экономических систем. – Донецк, 2012. – 381 с.

Сведения об авторе

Хамидуллин Руслан Игоревич, аспирант, ассистент кафедры кибернетических систем, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89829233070, e-mail: hamidullinri@tyuiu.ru

Information about the author

Khamidullin R. I., Postgraduate, Assistant at the Department of Cybernetic Systems, Industrial University of Tyumen, phone: 89829233070, e-mail: hamidullinri@tyuiu.ru

Машины, оборудование и обустройство промыслов

УДК 622.276.6

СТАТИСТИЧЕСКАЯ СВЯЗЬ МЕЖДУ НЕРАВНОВЕСНЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ НЕФТЕЙ И СОДЕРЖАНИЕМ В НИХ ПАРАФИНОВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ STATISTICAL LINKAGE BETWEEN THE NON-EQUILIBRIUM CHARACTERISTICS OF OILS AND THE CONTENT OF PARAFFIN HYDROCARBONS IN THEM

М. Д. Валеев, М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, А. К. Зарипов
M. D. Valeev, M. S. Gabdrakhimov, L. M. Zaripova, A. K. Zaripov

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа
Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета,
г. Октябрьский

*Ключевые слова: парафины; смолы; асфальтены; скорость деформации;
петля гистерезиса; скорость сдвига; тиксотропные свойства жидкости*
*Key words: paraffins; resins; asphaltenes; strain rate; hysteresis loop; shear rate;
thixotropic properties of liquid*

Известно [1], что неравновесные свойства жидкости характеризуются снижением напряжений сдвига во времени в процессе ее деформации.

Наиболее наглядно это видно из графика зависимости напряжения сдвига при нарастающей скорости деформации с последующим ее снижением. На графике зависимости напряжения τ от скорости сдвига γ наблюдается петля гистерезиса (рис. 1).

Рис. 1. Зависимость напряжения в жидкости на скорость деформации:
1 — прямой ход; 2 — обратный ход (обводненность 65 %)

Кривая 1, полученная для водонефтяной эмульсии Арланского месторождения Республики Башкортостан при нарастающей скорости деформации, расположилась над кривой 2, полученной при обратном ходе (убывающей скорости деформации).

Предложен параметр, характеризующий неравновесность жидкости и названный коэффициентом ее неравновесности,

$$\alpha = \frac{S_1 - S_2}{S_1}, \quad (1)$$

где S_1 — площадь под неравновесной кривой 1; S_2 — площадь под равновесной кривой 2.

Для практических расчетов величины α кривые 1 и 2 можно аппроксимировать общей зависимостью вида

$$\tau = \frac{\dot{\gamma}}{A\dot{\gamma} + B}, \quad (2)$$

где A и B — эмпирические коэффициенты.

В таком случае площади под кривыми 1 и 2 рассчитываются

$$S_1 = \int_0^{\dot{\gamma}_{max}} \tau_1 d\tau, \quad (3)$$

$$S_2 = \int_0^{\dot{\gamma}_{max}} \tau_2 d\tau, \quad (4)$$

где τ_1 и τ_2 — значения напряжений кривых 1 и 2. Значение $\dot{\gamma}_{max}$ соответствует 185 s^{-1} .

Значения коэффициентов A и B в формуле (2) для кривых 1 и 2 соответствуют величинам $2,15 \cdot 10^{-3}$; $1,68 \cdot 10^{-3}$ и $0,587$; $0,685$. Подставив эти значения и проинтегрировав (3) и (4), получим коэффициент неравновесности $K = 0,97$.

Таким образом, опуская промежуточные расчеты, установлено, что для Арланской нефтяной эмульсии при температуре измерений 20°C , атмосферном давлении и содержании парафина 3 % коэффициент неравновесности, характеризующий тиксотропные свойства, соответствует величине $0,97$ [2].

По описанной методике были определены коэффициенты неравновесности нефти различных горизонтов Чутырско-Киенгопского, Харьягинского и Таймурзинского месторождений с разным содержанием парафина. В таблице приведено содержание парафина, смол и асфальтенов в исследованных нефтях.

Физические свойства исследованных нефтей

Номер п/п	Месторождение, горизонт	Вязкость, МПа·с	Плотность, кг/м ³	Содержание, % вес		
				смола селикат.	асфальтенов	парафина
1	Арланское	30	892	20,0	2,9	3,0
2	Таймурзинское	32	912	21,0	2,7	3,1
3	Харьгинское	217	920	4,50	0,7	5,9
4	Чулырско-Киенгопское					
4.1	Верейский	3,40	906	23,2	7,45	5,60
4.2	Башкирский	39,2	884	19,8	5,51	3,61
4.3	Тульский	118,2	915	18,3	4,90	3,29
4.4	Бобриковский	180,0	924	14,6	5,00	6,60
4.5	Турнейский	67,7	911	15,5	3,45	4,67

Рис. 2. Зависимость коэффициента неравновесности от содержания парафина в нефти

На рисунке 2 показана зависимость коэффициента неравновесности от содержания парафина в нефти. Видно, что с ростом содержания парафина в нефти с повышенной вязкостью коэффициент неравновесности уменьшается, то есть тиксотропные свойства жидкости усиливаются.

В состоянии деформации напряжения в жидкости постепенно снижаются за счет тиксотропной деструкции парафино-содержащих нефтей. При постоянных скорости деформации и температуре напряжение сдвига со временем в конечном итоге стабилизируется. Степень снижения напряжения сдвига во времени зависит от интенсивности деформации, то есть от скоростей сдвига.

На рисунке 3 показана динамика снижения напряжений сдвига в нефти Харьгинского месторождения во времени при скоростях сдвига 30, 70 и 140 с⁻¹, полученная с помощью самопишущего прибора Н 3021-4 реовискзиметра «Реотест-2».

Рис. 3. Динамика снижения напряжений сдвига во времени в нефти Харьгинского месторождения при скоростях сдвига: 1 — 30 с⁻¹; 2 — 70 с⁻¹; 3 — 140 с⁻¹

На рисунке 4 показана зависимость стабилизированной величины τ_{min} от скорости деформации $\dot{\gamma}$.

Рис. 4. Зависимость стабилизированного напряжения от скорости деформации

Период полной релаксации напряжений в экспериментах с нефтью Харьягинского месторождения находится в интервале 10^2 – $4 \cdot 10^2$ с в зависимости от скорости сдвига, достигаемого в измерительной системе реовискозиметра. С ростом скорости деформации период релаксации уменьшается.

Проведены исследования повторной деформации жидкости после проведения прямого и обратного ходов, то есть после полученной петли гистерезиса (рис. 5).

Рис. 5. Зависимость напряжения от скорости деформации в прямых и обратных ходах реовискозиметра

Исследования проведены на нефти Харьягинского месторождения в диапазоне скоростей сдвига $0\text{--}350\text{ с}^{-1}$. Методика эксперимента состояла из измерений напряжений сдвига при нарастающей и убывающей скоростях деформации нефти с помощью прибора «Реотест-2». После получения петли гистерезиса производились повторные измерения напряжений при прямом и обратном ходах без остановки прибора, то есть без «отдыха» нефти.

Эксперименты показали, что при повторном прямом ходе опытные точки почти легли на первоначальную кривую обратного хода, а обратные ходы в обоих циклах повторили друг друга.

Полученные результаты имеют важное прикладное значение. Тиксотропная жидкость после деформации сохраняет свои реологические характеристики в отсутствии покоя. Иными словами, жидкость обладает некой «памятью» достигнутой ранее деструкции. Таким образом, если произвести обработку жидкости механически или с помощью какого-либо поля, то степень ее неравновесности сохранится, если не производить остановку деформации, то есть не переводить жидкость на какое-то время в состояние покоя и не давать возможности ей «отдыхать». Это приведет к снижению гидравлических сопротивлений в трубопроводах [3–10]. Одним из способов механической обработки может стать предварительное воздействие вибрационными полями на продукцию скважин. При этом приводом вибратора может явиться набегающий поток жидкости в трубопроводе.

Библиографический список

1. Уилкинсон У. Л. Неньютоновое течение жидкости. – М.: Мир. – 1964. – 216 с.
2. Ахмадеев А. Г. Неравновесные характеристики нефти и методы борьбы с ними: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Уфа, ИПТЕР. – 2002. – 24 с.
3. Опытные промышленные исследования тиксотропной деструкции парафинистой нефти в промышленном трубопроводе / М. Д. Валеев [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 4. – С. 22–27.
4. Зарипова Л. М., Зарипов А. К. Техника и технология очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений нефтепромыслового оборудования. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 167 с.
5. Зарипова Л. М. Использование волновых процессов для очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10–2. – С. 117–120.
6. Вибрационные устройства для очистки внутренней поверхности нефтепромысловых труб / Л. М. Зарипова [и др.] // Сборник научных трудов Sworld. – 2013. – Т. 14, № 4. – С. 30–37.
7. Совершенствование очистки насосно-компрессорных труб от асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) / А. Н. Миннивалеев [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 2. – С. 218–226.
8. Зарипова Л. М., Исмагилов Р. Р. Повышение эффективности очистки скважинного оборудования УСПН от АСПО // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2014. Сб. тр. междунар. науч.-техн. конф. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.). – 2014. – С. 343–348.
9. Зарипова Л. М., Матвеев Ю. Г. Разработка и промышленные испытания пульсатора для удаления парафиноотложений из нефтепромысловых труб // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2008. – № 3. – С. 13–16.
10. Патент на изобретение № 2442876 РФ. Е21В 21/10. Вибратор / Габдрахимов М. С., Зарипова Л. М., Зарипов А. К. – № 2010108855/03; заявл. 09.03.2010; опубл. 20.02.2012, Бюл. № 5.

Сведения об авторах

Валеев Марат Давлетович, д. т. н., профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, ООО «НППВМ Система», e-mail: vm5943@mail.ru

Габдрахимов Мавлитзян Сагитьянович, д. т. н., профессор, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 8(34767) 65401, e-mail: npmo@mail.ru

Зарипова Лилия Мавлитзяновна, к. т. н., доцент, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 8(34767)65401, e-mail: lilyabert31@mail.ru

Зарипов Альберт Камилевич, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 8(34767)65401, e-mail: zak.albert2@yandex.ru

Information about the authors

Valeev M. D., Candidate of Engineering, Professor, Ufa State Petroleum Technical University, LLC «NPPVM System», e-mail: vm5943@mail.ru

Gabdrakhimov M. S., Candidate of Engineering, Professor, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University, phone: 8(34767) 65401, e-mail: npmo@mail.ru

Zaripova L. M., Candidate of Engineering, Associate Professor, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University, phone: 8(34767)65401, e-mail: lilyabert31@mail.ru

Zaripov A. K., Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University, phone: 8(34767)65401, e-mail: zak.albert2@yandex.ru