

УДК 622.276.63

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ И СКОРОСТИ ТЕЧЕНИЯ НА ВЯЗКОСТЬ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Мингулов Ильдар Шамилович<sup>1</sup>,  
task3@mail.ru

Валеев Марат Давлетович<sup>2</sup>,  
vm5943@mail.ru

Мухаметшин Вячеслав Вячеславович<sup>3</sup>,  
vv@of.ugntu.ru

Мингулов Шамиль Григорьевич<sup>1</sup>,  
vsh@of.ugntu.ru

Кулешова Любовь Сергеевна<sup>1</sup>,  
markl212@mail.ru

<sup>1</sup> Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а.

<sup>2</sup> ООО «НПП «ВМ система», Россия, 450516, Республика Башкортостан, Уфимский район, с. Кумлекуль, ул. Береговая, 46.

<sup>3</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

**Актуальность.** В связи с широким изменением значений температур и обводненности добываемой парафинистой нефти необходимо наличие ряда исходных данных, в том числе о вязкости нефти, для установления технологических режимов эксплуатации скважин. В связи со значительным ростом обводненности продукции месторождений вязких парафинистых нефтей изучение влияния этих параметров на реологические свойства добываемой продукции для увеличения рентабельности разработки месторождений является весьма актуальным.

**Цель:** изучить влияние температуры, обводненности и скорости течения водонефтяных эмульсий на вязкостную характеристику.

**Объекты:** искусственные водонефтяные эмульсии Кюенгопского месторождения, изготовленные из естественных проб.

**Методы.** Исследование реологических характеристик водонефтяных эмульсий проводилось в лабораторных условиях с использованием ротационного вискозиметра «Роотест-2».

**Результаты.** Получена зависимость эффективной вязкости обратных эмульсий от обводненности нефти Гремихинского нефтяного месторождения, показывающая ее экспоненциальный характер в диапазоне содержания воды 0–69 %. Дальнейшее увеличение обводненности приводит к резкому многократному снижению значения вязкости из-за инверсии фаз в эмульсии. Установлены границы перехода ньютоновских свойств водонефтяных эмульсий в неньютоновские (вязкопластичные) по содержанию внутренней водной фазы и влияние на переходный процесс температуры среды. Установлено, что изменение вязкости безводной нефти в интервале температур 7–20 °С происходит во всем диапазоне изменения угловой скорости вращения измерительного цилиндра, причем чем меньше скорость, тем больше предел изменения вязкости. С увеличением содержания воды в исследуемой среде верхняя граница температурного интервала, в котором вязкость эмульсии непостоянна, повышается. Уменьшение скорости течения водонефтяной эмульсии в промышленном оборудовании (скважине и трубопроводах) приводит к росту эффективной вязкости при прочих равных условиях, что необходимо учитывать при проектировании технологических процессов в нефтедобыче.

**Ключевые слова:**

Нефтяные эмульсии, реология, градиент скорости течения, неньютоновские свойства нефти, вязкопластичные свойства.

### Введение

Известно, что геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов оказывают существенное влияние на величину текущей добычи нефти, сроки разработки, конечную нефтеотдачу и, как следствие, на величину рентабельности разработки объектов добычи [1–10].

Важное значение при этом имеет установление технологического режима эксплуатации насосных скважин при добыче вязких парафинистых нефтей, которое требует наличия ряда исходных данных, в число кото-

рых входит и вязкость нефти как безводной, так и при различной степени обводненности (с учетом температурной зависимости). Вследствие сложного реологического поведения высоковязких нефтей с повышением содержания пластовой воды при изменении вязкости приборы фиксируют их кажущуюся или эффективную вязкость, которая не имеет физического смысла, если не указаны условия (тип вискозиметра и величины градиента скорости) их движения. Кроме того, использование эффективной вязкости в условиях, отличных от тех, в которых она замерена, может привести к искажению результатов.

Для проведения гидродинамических расчетов как для скважин, так и для промысловых трубопроводов важно располагать реологической моделью нефти и ее эмульсии с попутно-добываемой пластовой водой. Согласно исследованиям [11–14] наиболее точной моделью реологического поведения нефтяных эмульсий является степенная зависимость напряжения сдвига от градиента скорости. Иными словами, эмульсии соответствуют псевдопластичному поведению жидкости.

В этой связи в данной статье представлены экспериментальные материалы по коэффициентам псевдопластичной модели водонефтяных эмульсий обратного типа, в которых внешней фазой является нефть, а внутренней – вода.

#### Методы и материалы

Наиболее широко для построения реологических кривых, то есть для установления соответствия между значениями градиента скорости и напряжения сдвига, используются ротационные вискозиметры. При этом жидкость, подвергающаяся исследованию, находится между двумя цилиндрами. Зная скорость вращения цилиндра, ширину зазора и вращающий момент, можно рассчитать реологические параметры исследуемых водонефтяных эмульсий.

Для измерения вязкости продукции скважин в промысловых условиях известен переносной вискозиметр нефти, основанный на отборе пробы жидкости из манифольдной линии скважины и замера времени качения шара в калиброванной трубке (принцип работы прибора Гепплера). В корпусе прибора закреплены калиброванные трубки разного внутреннего диаметра с размещенными внутри них ферромагнитными шариками одного диаметра.

Отбор жидкости и непосредственно следующий за ним замер вязкости позволяют в большой степени сохранить температуру измеряемой среды.

Несомненными преимуществами вискозиметра являются: возможность переноса прибора к точке отбора нефти из трубопровода, быстрота и оперативность измерения вязкости при различных давлениях и температурах жидкостей в трубопроводах. Однако полную реологическую кривую течения прибор получить не позволяет, и поэтому он применяется для оценочных измерений вязкости нефти на больших группах скважин.

В этой связи исследование реологической характеристики искусственных водонефтяных эмульсий Гремихинского и Киенгопского месторождений (Республика Удмуртия) [11, 15, 16] проводилось на ротационном вискозиметре «Реотест-2». В качестве исследуемых сред применялись естественные пробы с добывающих скважин и эмульсии, приготовленные в лабораторных условиях.

Исследование вязкостной характеристики нефтяных эмульсий проводилось в следующем диапазоне: температура – 7–30 °С; содержание воды – 0–70 %.

По результатам исследований строились зависимости влияния исследуемого параметра на вязкостную характеристику водонефтяной эмульсии.

#### Результаты и обсуждение

Проведенные исследования при градиенте скорости  $45 \text{ мин}^{-1}$  показали, что с увеличением содержания водной фазы резко возрастает вязкость водонефтяной эмульсии и сохраняет свое максимальное значение в довольно широком интервале обводненности, порядка 40–69 % [12–14, 16–20] (рис. 1). Дальнейшее увеличение обводненности приводит к инверсии фаз и резкому снижению вязкости.

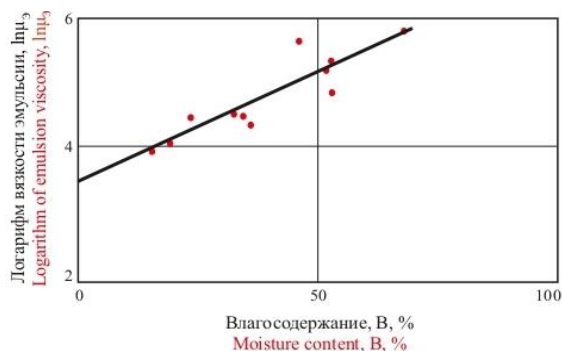


Рис. 1. Влияние влагосодержания на вязкость Гремихинской нефти при  $T=18 \text{ °C}$

Fig. 1. Moisture content influence on viscosity of Gremikhinsk oil at  $T=18 \text{ °C}$

Результаты, полученные на искусственных эмульсиях для двух скважин, сопоставимы, что позволяет проводить дальнейшие исследования с достаточной точностью на средах, приготовленных из исходных компонентов в лабораторных условиях.

Известно [12, 16], что изменение содержания водной фазы и температуры оказывает совокупное влияние на вязкостную характеристику исследуемых эмульсий. При этом изменение одного параметра влечет за собой и изменение влияний другого параметра на измеряемую вязкость.

Степень влияния каждого из параметров и их совокупности на вязкостную характеристику эмульсии Гремихинской нефти отражена на рис. 2. Из приведенных результатов видно, что чем меньше температура и больше содержание водной фазы, тем более крутой характер имеют полученные зависимости.

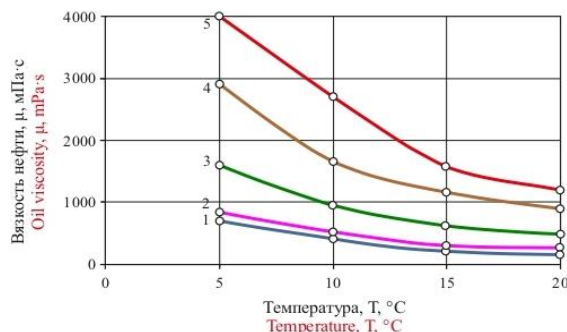


Рис. 2. Влияние температуры и влагосодержания на вязкость. Шифр кривых – содержание воды, %: 1) 0,18; 2) 5; 3) 15; 4) 30; 5) 50

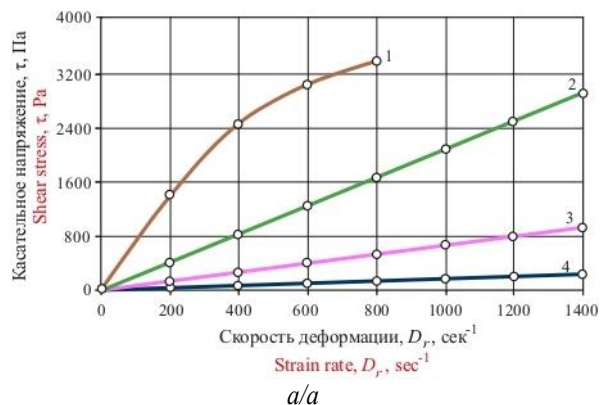
Fig. 2. Temperature and moisture content influence on viscosity. The number of lines is the water content, %: 1) 0,18; 2) 5; 3) 15; 4) 30; 5) 50

Таким образом, в ходе лабораторных исследований установлены пределы изменения вязкости эмульсии в зависимости от обводненности и температуры, причем вязкость их растет с увеличением содержания воды, ее плотности и с уменьшением температуры [16, 18].

Дальнейшие исследования реологических свойств обводненных нефтей проводили в интервале температур и диапазоне сдвиговых скоростей, соответствующих параметрам добычи нефти в скважинах [19]: интервал температур – 1–40 °С; диапазон скоростей – 5/9–240 об/мин.

Исследования проводились на ротационном вискозиметре «Реотест-2» на нефтяных средах того же месторождения.

По результатам исследований реологической характеристики нефтяной эмульсии месторождения, содержащей 17 % воды, построена зависимость касательного напряжения от скорости деформации (рис. 3, а). Из приведенного рисунка видно, что результаты исследований в координатах напряжение сдвига – градиент скорости сдвига при 40 °С ложатся на прямую линию,



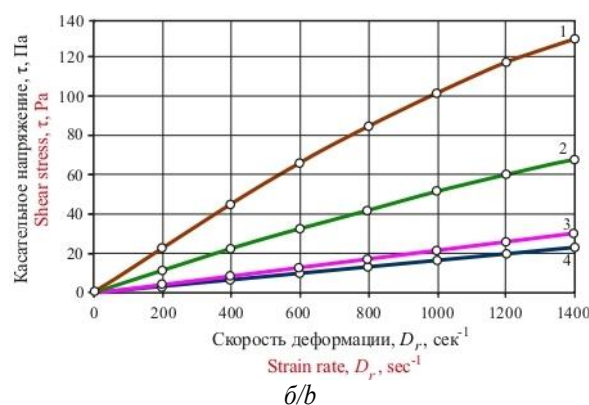
выходящую из начала координат (линия 4). В этом случае исследованная жидкость проявляет свойства ньютоновской жидкости. Остальные зависимости, соответствующие форме кривых (линии 1–3), характеризуют поведение псевдопластичных жидкостей.

Приняв в качестве модели уравнения регрессии формулу  $\tau_r = K(D_r)^n$ , соответствующей форме кривых (линии 1–3), определены коэффициенты ( $K$ ) и ( $n$ ) из статической обработки образующихся пар данных касательного напряжения сдвига ( $\tau_r$ ) и скорости деформации ( $D_r$ ). Значение ( $D_r$ ) берется из паспортных данных на прибор «Реотест-2».

Так, для температуры 15 °С данные для статистической обработки выглядят следующим образом (таблица).

Полученные уравнения имеют вид:

- $t=15\text{ °C}, \tau_r = 5,05 \cdot D_r^{0,495}$ ;
- $t=20\text{ °C}, \tau_r = 0,16 \cdot D_r^{0,94}$ ;
- $t=30\text{ °C}, \tau_r = 0,042 \cdot D_r^{0,97}$ ;
- $t=40\text{ °C}, \tau_r = 0,007 \cdot D_r$ .



**Рис. 3.** Зависимость касательного напряжения от скорости деформации: а) 1 –  $T=15\text{ °C}$ ; 2 –  $T=20\text{ °C}$ ; 3 –  $T=30\text{ °C}$ ; 4 –  $T=40\text{ °C}$ ;  $B=17\%$ ; б) 1 –  $T=1\text{ °C}$ ; 2 –  $T=10\text{ °C}$ ; 3 –  $T=20\text{ °C}$ ; 4 –  $T=30\text{ °C}$ ;  $B=0\%$

**Fig. 3.** Shear stress/strain rate dependence: а) 1 –  $T=15\text{ °C}$ ; 2 –  $T=20\text{ °C}$ ; 3 –  $T=30\text{ °C}$ ; 4 –  $T=40\text{ °C}$ ;  $B=17\%$ ; б) 1 –  $T=1\text{ °C}$ ; 2 –  $T=10\text{ °C}$ ; 3 –  $T=20\text{ °C}$ ; 4 –  $T=30\text{ °C}$ ;  $B=0\%$

**Таблица.** Исходные данные для расчёта коэффициентов  $K$  и  $n$

**Table.** Initial data for calculating the coefficients  $K$  and  $n$

Число оборотов цилиндра прибора, мин <sup>-1</sup> Number of rounds of the device cylinder, min <sup>-1</sup>	5/9	1	5/3	3	5	9	15	27	45	81	135
$D_r$	3	5,4	9	16,2	27	48,6	81	145,8	243	437,4	729
$\tau_r$	2,1	3,5	5,5	10,1	15,5	25	36	59	85	127	170

Анализируя значения коэффициентов  $K$  и  $n$  и сопоставляя с кривыми на рис. 3, а, видим, что при температуре 40 °С зависимость линейная, а исследованная нефть при данной температуре ньютоновская. По мере снижения температуры коэффициент  $n$  уменьшается, а коэффициент  $K$  увеличивается.

Коэффициент  $n$  является характеристикой уровня нелинейности поведения жидкости. Чем значительнее  $n$  отклоняется от 1, тем в большей мере проявляются неньютоновские свойства жидкости.

Коэффициент  $K$  характеризует уровень консистенции жидкости. Чем больше  $K$ , тем больше вязкость жидкости.

С увеличением температуры от 15 до 30 °С снижаются неньютоновские свойства исследованной нефтяной эмульсии, о чем свидетельствует изменение коэффициентов  $K$  и  $n$ .

С целью получения дополнительной информации проведены исследования реологической характеристики безводных нефтей этого же месторождения.

Обработка результатов полученной зависимости касательного напряжения сдвига нефти позволила определить уравнение регрессии безводной Гремичинской нефти при различных температурах:

- $t=7\text{ °C}, \tau_r = 0,45 \cdot D_r^{0,878}$ ;

- $t=13\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $\tau_r = 0,15 \cdot D_r^{0,956}$ ;
- $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $\tau_r = 0,07 \cdot D_r^{0,98}$ ;
- $t=40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $\tau_r = 0,03 \cdot D_r$ .

В результате исследований установлено, что в интервале температур 7–20 °С безводная нефть Гремичинского месторождения проявляет вязкопластичные свойства.

При температуре выше 20 °С нефть приобретает уже свойства ньютоновской жидкости (рис. 3, б).

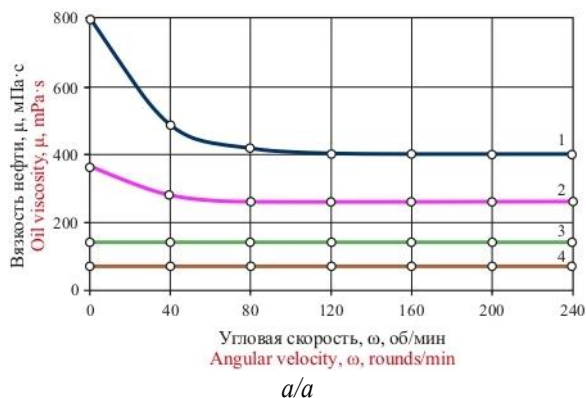
Проведенными исследованиями установлены температурная зависимость вязкости, влияние содержания водной фазы и скорости деформации на напряжение сдвига на срез.

Для определения динамической вязкости у ньютоновских жидкостей достаточно провести одноточечное измерение при любом приложенном градиенте напряжения на сдвиг. Динамическая вязкость определяется как отношение касательного напряжения к градиенту сдвига.

У неньютоновской нефти для характеристики их реологических свойств регистрируют, как правило, всю кривую течения жидкости. С этой целью измерения начинают с низких величин градиента сдвига. Повышение градиента сдвига осуществляют увеличением числа оборотов измерительного цилиндра от 5/9 до 243 об/мин. Оценку реологической характеристики исследованной среды производят по полученной зависимости изменения вязкости нефтяной эмульсии от угловой скорости вращения цилиндра.

Данные зависимости, полученные при исследовании нефтей Киенгопского месторождения, приведены на рис. 5.

Полученные зависимости показывают, что изменение вязкости безводной нефти в интервале температур 7–13 °С происходит во всем диапазоне изменения угловой скорости вращения измерительного цилиндра, причем чем меньше скорость, тем больше предел изменения вязкости. С увеличением содержания воды в исследуемой среде верхняя граница температурного интервала, в котором вязкость эмульсии непостоянна, повышается.



Принимая, что уменьшение угловой скорости вращения цилиндра при снятии реологических кривых на приборе «Реотест-2» тождественно уменьшению скорости откачки насосного оборудования в эксплуатационной скважине, уменьшение скорости откачки (дебита) неньютоновской жидкости повлечёт за собой неизбежное увеличение вязкости нефти, гидродинамических сил трения и увеличение нагрузки на головку балансира.

Нефтяные эмульсии в ряде случаев проявляют вязкоупругие свойства, связанные с межкапельным взаимодействием и проявлением тиксотропных свойств парафинистых нефтей. В работе [13] приведены результаты экспериментальных исследований в лабораторных условиях.

Получение реологических кривых по методике Кросса в координатах «эффективное значение вязкости ( $\mu_{эф}^{-2}$ ) – напряжение ( $\tau^2$ )» позволяет оценить наличие упругих свойств нефти, особенно при малых деформациях сдвига. С высокой степенью вероятности можно сказать, что причиной наличия таких свойств нефти является упругость на изгиб пространственных решёток, образованных молекулами парафина. В потоке жидкости образованная в состоянии покоя пространственная структура парафина разрушается на более мелкие ее части и в известной степени сохраняющие заметную упругость.

Механическое сопротивление деформации решетки, образованной по всему объему жидкости в состоянии покоя, является одновременно причиной появления статистических напряжений сдвига. В начальный момент сдвига слоев жидкости необходимо преодолеть эту силу упругости и разрушить образованную структурную решетку. При этом рвутся наиболее слабые связи разветвленных длинных молекул парафина.

Построение графической зависимости  $\mu_{эф}^{-2}$  от  $\tau$  показывает, как изменяется величина  $\mu_{эф}$ , известная как эффективное значение вязкости, рассчитанное как отношение напряжения  $\tau$  к скорости сдвига  $\gamma$  в какой-либо точке кривой течения. Ввиду того, что зависимость  $\tau$  от  $\gamma$  в неравновесных системах является нелинейной, величина  $\mu_{эф}$  является величиной непостоянной и имеющей тенденцию снижения по мере увеличения  $\gamma$ .

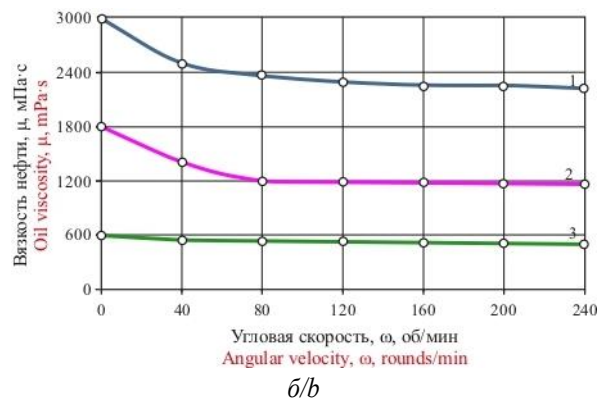


Рис. 5. Зависимость вязкости нефти от угловой скорости измерительного цилиндра: а) 1 –  $T=7\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; 2 –  $T=13\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; 3 –  $T=20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; 4 –  $T=30\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $B=0,15\%$ ; б) 1 –  $T=10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; 2 –  $T=15\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; 3 –  $T=26\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $B=36\%$

Fig. 5. Oil viscosity/measuring cylinder angular velocity dependence: а) 1 –  $T=7\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; 2 –  $T=13\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; 3 –  $T=20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; 4 –  $T=30\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $B=0,15\%$ ; б) 1 –  $T=10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; 2 –  $T=15\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; 3 –  $T=26\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $B=36\%$

Упругие свойства нефти по мере роста  $\tau^2$  постепенно ослабевают из-за большего разрушения структуры и при  $\tau^2 > 3,0 \cdot 10^4$  практически исчезают. Такая кривая позволяет рассчитывать модуль сдвиговой упругости жидкости и использовать ее в практике пусковых режимов скважин и промысловых трубопроводов.

Упругие свойства нефтей необходимо учитывать при высоких содержаниях парафина в нефти, таких как нефти Гремихинского и Киенгопского месторождений с содержанием парафина 6 % мас. и более.

Борьба с тиксотропными свойствами нефтей на промыслах сводится к механическому воздействию на жидкость с помощью различных конструкций вибраторов. Размещение их, к примеру, внутри трубопроводов вызывает их вибрацию с различной частотой гидродинамическим воздействием потока. Несмотря на гидравлические потери в самом вибраторе, снижение гидравлических сопротивлений по длине трубопровода в сравнении с ними более существенно.

В работе глубиннонасосного оборудования скважин важным является пусковой период после вынужденных или плановых установок. Длительное пребывание нефти в стволе скважины в состоянии покоя приводит к формированию в ней тиксотропной структуры и резкому росту сил гидродинамического трения штанг в жидкости. В целях предупреждения аварии насосных штанг в начальный период пуска насоса в работу осуществляют кратковременные запуски станка-качалки, при которых происходит раз-

рушение тиксотропной структуры и снижение эффективной вязкости нефти или ее эмульсии.

#### Выводы

1. Получена зависимость эффективной вязкости обратных эмульсий от обводненности нефти Гремихинского нефтяного месторождения, показывающая ее экспоненциальный характер в диапазоне содержания воды 0–69 %. Дальнейшее увеличение обводненности приводит к резкому многократному снижению значения вязкости из-за инверсии фаз в эмульсии.
2. Установлены границы перехода ньютоновских свойств водонефтяных эмульсий в неньютоновские (вязкопластичные) по содержанию внутренней водной фазы и влияние на переходный процесс температуры среды.
3. Изменение вязкости безводной нефти в интервале температур 7–20 °С происходит во всем диапазоне изменения угловой скорости вращения измерительного цилиндра, причем чем меньше скорость, тем больше предел изменения вязкости. С увеличением содержания воды в исследуемой среде верхняя граница температурного интервала, в котором вязкость эмульсии непостоянна, повышается.
4. Уменьшение скорости течения водонефтяной эмульсии в промышленном оборудовании (скважине и трубопроводах) приводит к росту эффективной вязкости при прочих равных условиях, что необходимо учитывать при проектировании технологических процессов в нефтедобыче.
9. Justification of impact and planning of technology efficiency on the basis of liny-emulsion formulation in low-permeability highly-rugged reservoirs of Tyumen deposits / V.I. Khokhlov, Sh.S. Galimov, S.G. Devyatkov, Yu.A. Kotenev, Sh.Kh. Sultanov, V.Sh. Mukhametshin // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (IPDME 2019 – International Workshop on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering). – 2019. – V. 378. – Iss. 1 (012114). – P. 1–6. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012114.
10. Huh C., Pope G.A. Residual oil saturation from polymer floods: laboratory measurements and theoretical interpretation // SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – Tulsa, Oklahoma, USA, 20–23 April 2008. – 21 p. DOI: 10.2118/113417-MS.
11. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. – Самара: Кн. изд-во, 1996. – 411 с.
12. Структурно-механические свойства парафинонаполненных нефтяных дисперсных систем / З.И. Сюняев, Ю. Аби-Фадель Р.З. Сюняев, Р.З. Сафиева // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1979. – № 10. – С. 12–14.
13. Опытнo-промышленные исследования тиксотропной деструкции парафинистой нефти в промышленном трубопроводе / М.Д. Валеев, А.К. Зарипов, А.Ю. Давыдов, Л.М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 6. – С. 32–35.
14. Marsden S.S., Raghavan R. A system for producing and transporting crude oil as an oil water emulsion // Journal of the Institute of Petroleum. – 1973. – № 570. – P. 273–278.
15. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. – М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 254 с.
16. Нестационарные режимы работы глубиннонасосных скважин с вязкими и парафинистыми нефтями / Ф.Г. Сабиров, Ф.А. Каменщиков, А.Ш. Валеев, А.М. Насыров. – Уфа: Китап, 1999. – 67 с.
17. Bortolotti V., Macini P., Srisuriyachai F. Laboratory evaluation of alkali and alkali-surfactant-polymer flooding combined with intermittent flow in carbonatic rocks // Asia Pacific Oil and Gas

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Identification and evaluation of high-performance EOR surfactants / D. Levitt, A. Jackson, C. Heinson, L.N. Britton, T. Malik, V. Dwarakanath, G.A. Pope // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2009. – V. 12. – Iss. 2. – P. 243–253. DOI: 10.2118/100089-PA.
2. Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации // SOCAR Proceedings. – 2019. – № 2. – С. 16–22. DOI: 10.5510/OGP20190200384.
3. Economides J.M., Nolte K.I. Reservoir stimulation. – West Sussex, England: John Wiley and Sons, 2000. – 856 p.
4. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е. Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 8. – С. 30–36.
5. Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T. Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir // Periodico Tche Quimica. – 2018. – V. 15. – Iss. 30. – P. 725–733.
6. Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR / V. Alvarado, E.-M. Reich, Yi Yunfeng, K. Potsch // SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. – Vienna, Austria, 12–15 June 2006. – 6 p. DOI: 10.2118/100217-MS.
7. Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 5. – С. 140–146. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2644.
8. Дмитриевский А.Н., Еремкин Н.А., Шабалин Н.А. Углеводородный потенциал Арктической зоны Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 1. – С. 4–10.

- Conference & Exhibition. – Jakarta, Indonesia, 4–6 August 2009. – 13 p. DOI: 10.2118/122499-MS.
18. Soloviev N.N., Mukhametshin V.Sh., Safiullina A.R. Developing the efficiency of low-productivity oil deposits via internal flooding // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials (ETSaP)). – 2020. – V. 952. – Iss. 012064. – P. 1–5. DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012064.
19. Streamline simulation for enhanced-oil recovery: review and laboratory tests / V. Alvarado, M. Stirpe, C. La Roque, R. Ponce, M. Farias // Proceedings of INGEPET, EXPL-4-VA-84. – Lima, 2002. – P. 265–279.
20. Simon R. Downhole emulsification in oil well // Journal of Petroleum Technology. – 1968. – V. 20. – № 12. – P. 1349–1353.

Поступила 20.09.2021 г.

#### Информация об авторах

**Мингулов И.Ш.**, преподаватель кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском.

**Валеев М.Д.**, доктор технических наук, профессор, технический директор, ООО «НПП «ВМ система».

**Мухаметшин В.В.**, доктор технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

**Мингулов Ш.Г.**, доктор технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, начальник отдела по связям с бизнес-сообществом, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском.

**Кулешова Л.С.**, старший преподаватель кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, заместитель директора по УР, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском.

UDC 622.276.63

## STUDY OF TEMPERATURE AND FLOW RATE INFLUENCE ON THE VISCOSITY OF OIL EMULSIONS

Ildar Sh. Mingulov<sup>1</sup>,  
task3@mail.ru

Marat D. Valeev<sup>2</sup>,  
vm5943@mail.ru

Vyacheslav V. Mukhametshin<sup>3</sup>,  
vv@of.ugntu.ru

Shamil G. Mingulov<sup>1</sup>,  
vsh@of.ugntu.ru

Lyubov S. Kuleshova<sup>1</sup>,  
markl212@mail.ru

<sup>1</sup> Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky, 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russia.

<sup>2</sup> LLC «RDE "VM Sistema"», 46, Beregovaya street, Kumlekul village, Ufa region, Republic of Bashkortostan, 450516, Russia.

<sup>3</sup> Ufa State Petroleum Technological University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russia.

**Relevance.** Due to the wide variation in the values of temperatures and water-cut of the produced paraffinic oil, it is necessary to have some initial data, including the oil viscosity, to establish the technological modes of well operation. In relation to a significant increase in the water cut of viscous paraffinic oil fields production the study of these parameters influence on rheological properties of the produced product for profitability of field development increasing is highly relevant.

**Objective:** to study the temperature, water cut, and flow rate influence on the viscosity characteristics of oil-water emulsions.

**Objects:** artificial water-oil emulsions of the Kiengop oil field, made from natural samples.

**Methods.** The study of the rheological characteristics of water-in-oil emulsions was carried out in laboratory conditions using a rotary viscometer «Rootest-2».

**Results.** The authors have obtained the dependence of the effective viscosity of inverse emulsions on the oil water cut in the Kiengop oil field, depicting its exponential nature in the range of water content of 0–69 %. A further increase in water cut leads to a sharp multiple decrease in the viscosity value due to the phase inversion in the emulsion. The authors established the boundaries of the Newtonian properties of water-oil emulsions transition into non-Newtonian (viscoplastic) ones by the content of the internal water phase and the temperature effect of the medium on the transient process. It was found that the change in the viscosity of dry crude oil in the temperature range of 7–20 °C occurs in the entire range of changes in the angular rotation velocity of the measuring cylinder, and the lower the speed, the greater the limit of the change in viscosity. With the increase in the water content in the test medium, the upper limit of the temperature range, in which the viscosity of the emulsion is not constant, increases. The decrease in oil-water emulsion flow rate in the field equipment (wells and pipelines) leads to increase in effective viscosity, all other things being equal, which must be taken into account when designing technological processes in oil production.

### Key words:

Oil emulsions, rheology, flow rate gradient, non-Newtonian oil properties, viscoplastic properties.

### REFERENCES

- Levitt D., Jackson A., Heinson C., Britton L.N., Malik T., Dwarakanath V., Pope G.A. Identification and Evaluation of High-Performance EOR Surfactants. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2009, vol. 12, Iss. 2, pp. 243–253. DOI: 10.2118/100089-PA.
- Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2019, no. 2, pp. 16–22. DOI: 10.5510/OGP20190200384. In Rus.
- Economides J.M., Nolte K.I. *Reservoir stimulation*. West Sussex, England, John Wiley and Sons, 2000. 856 p.
- Mukhametshin V.V., Andreev V.E. Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 8, pp. 30–36. In Rus.
- Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T. Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 2018, vol. 15, Iss. 30, pp. 725–733.
- Alvarado V., Reich E.-M., Yunfeng Yi., Potsch K. Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition*. Vienna, Austria, June 12–15, 2006. 6 p. DOI: 10.2118/100217-MS.
- Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 5, pp. 140–146. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2644.
- Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Shabalin N.A. Hydrocarbon potential of the Arctic zone of the Siberian platform. *Geology*,

- geophysics and development of oil and gas fields*, 2018, no. 1, pp. 4–10. In Rus.
9. Khokhlov V.I., Galimov Sh.S., Devyatkova S.G., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Mukhametshin V.Sh. Justification of impact and planning of technology efficiency on the basis of limy-emulsion formulation in low-permeability highly-rugged reservoirs of Tyumen deposits. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (IPDME 2019 – International Workshop on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering)*, 2019, vol. 378, Iss. 1 (012114), pp. 1–6. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012114.
  10. Huh C., Pope G.A. Residual oil saturation from polymer floods: laboratory measurements and theoretical interpretation. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, Oklahoma, USA, April 20–23, 2008. 21 p. DOI: 10.2118/113417-MS.
  11. Kudinov V. I., Suchkov B. M. *Metody povysheniya proizvoditelnosti skvazhin* [Methods of increasing the productivity of wells]. Samara, Kn. izd-vo, 1996. 411 p.
  12. Syunyaev Z.I., Abi-Fadel Yu., Syunyaev R.Z., Safieva R.Z. Strukturno-mekhanicheskie svoystva parafinonapolnennykh neftnykh dispersnykh sistem [Structural and mechanical properties of paraffin-filled oil dispersed systems]. *Oil Refining and Petrochemistry*, 1979, no. 10, pp. 12–14.
  13. Valeev M.D., Zaripov A.K., Davydov A.Yu., Zaripova L.M. Experimental-industrial research of thixotropic paraffin oil destruction in field pipelines. *Equipment and technologies for oil and gas complex*, 2016, no. 6, pp. 32–35. In Rus.
  14. Marsden S.S., Raghavan R. A system for producing and transporting crude oil as an oil water emulsion. *Journal of the Institute of Petroleum*, 1973, no. 570, pp. 273–278.
  15. Kamenshchikov F.A. *Teplovaya deparafinizatsiya skvazhin* [Thermal dewaxing of wells]. Moscow, Izhevsk, Regular and chaotic dynamics Publ., 2005. 254 p.
  16. Sabirov F.G., Kamenshchikov F.A., Valeev A.Sh., Nasyrov A.M. *Nestatsionarnye rezhimy raboty glubinonasosnykh skvazhin s vyazkimi i parafinistymi neftymi* [Non-stationary modes of operation of deep-pump wells with viscous and paraffinous oils]. Ufa, Kitap Publ., 1999. 67 p.
  17. Bortolotti V., Macini P., Srisuriyachai F. Laboratory evaluation of alkali and alkali-surfactant-polymer flooding combined with intermittent flow in carbonatic rocks. *Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition*. Jakarta, Indonesia, August 4–6, 2009. 13 p. DOI: 10.2118/122499-MS.
  18. Soloviev N.N., Mukhametshin V.Sh., Safiullina A.R. Developing the efficiency of low-productivity oil deposits via internal flooding. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials (ETSaP))*, 2020, vol. 952, Iss. 012064, pp. 1–5. DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012064.
  19. Alvarado V., Stirpe M., La Roque C., Ponce R., Farias M. Streamline simulation for enhanced-oil recovery: review and laboratory tests. *Proceedings of INGEPET*. EXPL-4-VA-84. Lima, 2002. pp. 265–279.
  20. Simon R. Downhole emulsification in oil well. *Journal of Petroleum Technology*, 1968, vol. 20, no. 12, pp. 1349–1353.

*Received: 20 August 2021.*

#### Information about the authors

**Ildar Sh. Mingulov**, lecturer, Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky.

**Marat D. Valeev**, Dr. Sc., professor, technical director, LLC «RDE "VM Sistema"».

**Vyacheslav V. Mukhametshin**, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University.

**Shamil G. Mingulov**, Dr. Sc., professor, head of the Department for Relations with the Business Community, Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky.

**Lyubov S. Kuleshova**, senior lecturer, deputy director for Academic Affairs, Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky.