



## МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СТАТИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ С ПОМОЩЬЮ РЕОМЕТРА С КОНТРОЛИРУЕМОЙ СКОРОСТЬЮ СДВИГА

В.О.Некучаев\*<sup>1</sup>, А.Ю.Ляпин<sup>2</sup>, М.М.Михеев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия;

<sup>2</sup>АО «Транснефть-Север», Ухта, Россия

### Methods and Results of Static Shear Stress Study of Timan-Pechora Province Waxy Crude Oils Using a Controlled Shear Rate Rheometer

V.O.Nekuchaev<sup>1</sup>, A.Y.Lyapin<sup>2</sup>, M.M.Mikheev<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia;

<sup>2</sup>JSC «Transneft-Sever», Ukhta, Russia

#### Abstract

In this paper, a method of static shear stress measuring for waxy crude oils in the temperature range, where their non-Newtonian properties are manifested as structured disperse systems, is proposed and tested. The method is based on the measurement of the shear stress dependence on deformation at a constant shear rate in the range 0.1 – 0.01 s<sup>-1</sup> with CR type rotary viscometer. The influence of such factors as temperature, mixture composition, time of thixotropic hardening, the presence of depressant additive and heat treatment on the static shear stress of oil from the USA-Ukhta MN is experimentally shown.

#### Keywords:

Controlled shear rate rheometer;  
Depressant additive;  
Heat treatment;  
Waxy crude oil;  
Yield stress;  
Thixotropy.

© 2018 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

#### Введение

В последние годы усилился научный и практический интерес к проблеме текучести парафинистых нефтей при температурах близких и ниже температуры их гелеобразования. Прежде всего, этот интерес обусловлен ростом добычи нефти на Крайнем Севере и в Арктической зоне, где температура воды на глубине прокладки нефтепровода может равняться 4–5 °С. Похожие проблемы могут возникать и в подземных неизотермических нефтепроводах в зимние периоды времени, когда температура грунта снижается до нескольких градусов Цельсия. При остановке перекачки по каким-либо причинам нефть может охладиться ниже температуры застывания, и выделившиеся кристаллы парафина образуют прочную структурную сетку. В этом состоянии парафинистая нефть проявляет выраженные неньютоновские свойства: вязкоупругость, вязкопластичность, зависимость реологических параметров от времени [1]. Знание величины начального напряжения сдвига высокопарафинистых нефтей, которые относятся к структурированным

тиксотропным системам, необходимо для определения величины минимального давления пуска после остановок перекачки нефти по тем, или иным причинам, и времени безопасной остановки трубопроводов, транспортирующих такие нефти и нефтепродукты. При этом реологические свойства, характеризующие это сложное состояние нефти, существенно зависят от механической и температурной предыстории, что еще больше усложняет описание таких систем.

Необходимо выполнить целый ряд условий, чтобы восстановить течение нефти, после достижения ею гелеобразного состояния. Ввиду значимости экономической составляющей данного вопроса в нефтяной промышленности проблема определения статического напряжения сдвига и, следовательно, вязкопластичной природы нефти в таком состоянии является весьма важной и актуальной.

Методики и приборы для определения начального напряжения сдвига описаны в ряде отечественных и зарубежных источников, например [2-8]. Одним из возможных методов является измерение напряжения сдвига на ротационном вискозиметре CR-типа по зависимости этого параметра от времени деформирования

\*E-mail: [vnekuchaev@ugtu.net](mailto:vnekuchaev@ugtu.net)

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20180400367>

(деформации) при постоянной скорости сдвига. В работе [3] такая методика критикуется на том основании, что полученные значения предела текучести зависят от скорости сдвига и приводятся графики такой зависимости. Однако наши исследования показали, что если использовать достаточно низкие скорости сдвига, а именно  $0.01 - 0.1 \text{ c}^{-1}$ , то измеренные по данной методике предельные значения напряжения сдвига перестают зависеть от скорости сдвига, т.е. становятся объективными. Похожие выводы из своих экспериментов делают авторы работы [6]. Такие низкие значения скорости сдвига были раньше недостижимы на оборудовании, используемом в работе [3]. Современные автоматизированные ротационные реометры позволяют проводить надежные измерения напряжения сдвига для таких малых скоростей сдвига.

Цель настоящей работы состоит в исследовании возможности измерения объективных значений начального статического напряжения сдвига (предела текучести) структурированной парафинистой нефти с помощью ротационного реометра с контролируемой скоростью сдвига, в качестве которого использовался вискозиметр НААКЕВТ 550.

#### Объект исследования

Объектом исследования служили образцы парафинистых нефтей нескольких месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции с различным массовым содержанием парафиновых углеводородов: нефть Кыртаельского месторождения – 20-22 %; нефть из магистрального нефтепровода (МН) «Уса-Ухта» – 6-7 %; нефть месторождения Северный Югид – 5.5 %. Исследовалась также смесь нефти из МН «Уса – Ухта» и тяжелой битуминозной нефти Ярегского месторождения.

#### Методика и результаты экспериментов

На рисунке 1 представлены полученные зависимости напряжения сдвига от времени при деформировании образца с постоянной малой скоростью сдвига для нефтей месторождений Кыртаель, Северный Югид и нефти из МН «Уса-Ухта».

Максимумы напряжения сдвига на рисунке – это и есть величина статического напряжения сдвига исследуемой нефти при заданной скорости сдвига и температуре. Ранее такие кривые описывались В.П.Павловым, Г.В.Виноградовым для консистентных смазок [2].

В настоящее время в реологических лабораториях нефтетранспортных компаний, в том числе в АО «Транснефть-Север», для определения статического напряжения сдвига применяется метод экстраполяции к «нулевой» скорости сдвига прямого хода вискозиметра при измерении кривой течения нефти (рис.2), что соответствует замене реальной кривой течения известной моделью Бингама. Процесс экстраполяции представлен прямой красного цвета. Однако, величина стати-

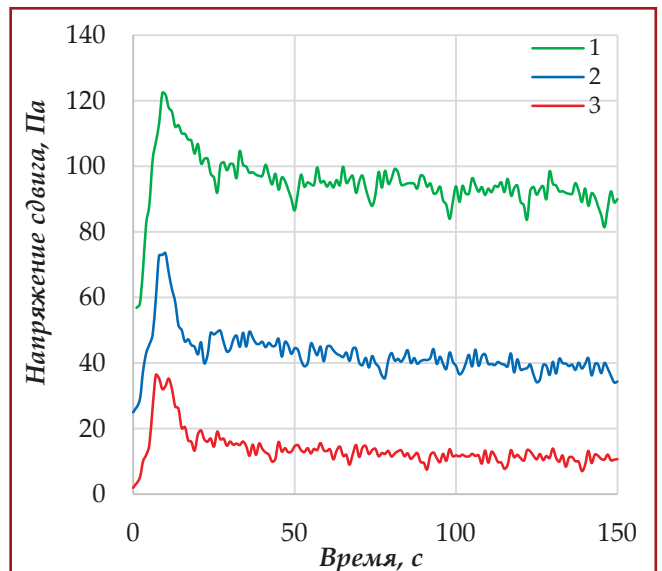


Рис.1. Зависимость напряжения сдвига от времени при температуре  $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$  и постоянной скорости сдвига  $0.01 \text{ c}^{-1}$  для нефти: 1 – месторождения Кыртаель; 2 – из МН «Уса-Ухта»; 3 – месторождения Северный Югид

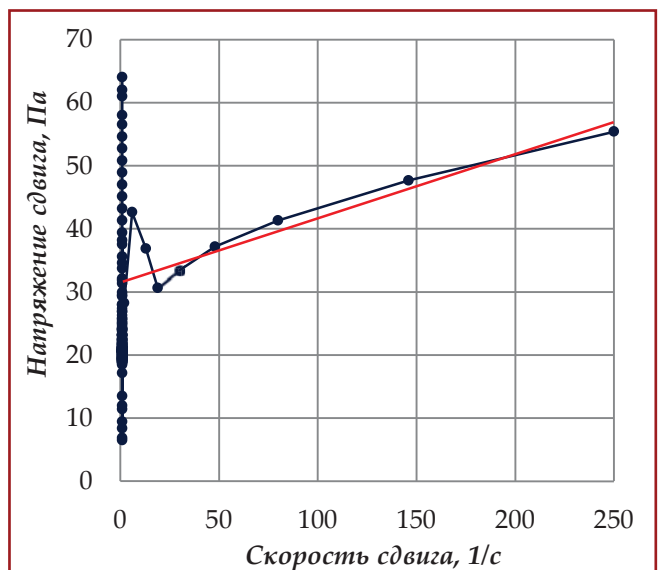


Рис.2. Экспериментально полученная кривая течения нефти из МН «Уса-Ухта» при температуре  $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$  (синие точки) и ее аппроксимация прямой, соответствующей модели Бингама (красная линия)

ческого напряжения сдвига, получаемого методом экстраполяции кривой течения, не более чем условная величина, которая сильно зависит от того, какие конкретные экспериментальные точки использовались для осуществления процедуры экстраполяции. При таком методе величина начального напряжения сдвига существенно зависит от динамических условий, т.е. измерений при больших скоростях сдвига, которые не имеют никакого отношения к процессу сдвига нефти. Для парафинистых нефтей при температурах ниже температуры массовой кристаллиза-

ции парафиновых углеводородов, когда из них в объеме нефти образуется пространственная структура (сетка), начало кривой течения для малых скоростей сдвига в принципе не описывается линейной моделью Бингама. Реальная картина совсем другая.

Если изображенную на рисунке 1 кривую напряжения сдвига при постоянной скорости сдвига  $0.01 \text{ c}^{-1}$  построить на графике зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига, то она будет видна в виде набора вертикально расположенных точек на прямой, «прижатой» к оси ординат из-за малости скорости сдвига (рис.2). Точка с наибольшей ординатой соответствует максимуму на кривой 2 рисунка 1, т.е. величине статического напряжения сдвига. Далее при программированном увеличении скорости сдвига записывается кривая течения (на рисунке показан прямой ход кривой течения). Наличие и величина еще одного максимума на кривой течения, который в данном случае проявляется в районе скорости сдвига порядка  $10 \text{ c}^{-1}$ , зависит от механической и температурной предыстории исследуемого образца нефти и является следствием свойства тиксотропии структурированной парафинистой нефти. Аналогичные максимумы наблюдались в работе [9].

Из рисунка 2 отчетливо видно, что расхождения между этими двумя способами нахождения статического напряжения сдвига могут быть довольно значительными. В данном случае метод экстраполяции с использованием модели Бингама снижает реальное значение предела текучести примерно в два раза. В настоящей работе для определения статического напряжения сдвига предлагается метод измерения по зависимостям напряжения сдвига от времени или деформации при деформировании образца нефти с постоянной малой скоростью сдвига, т.к.

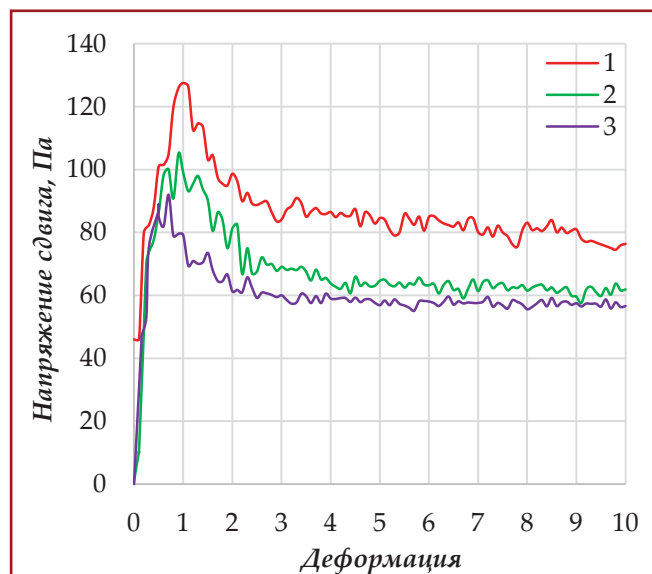


Рис.3. Зависимости напряжений сдвига от деформации для нефти из МН «Уса-Ухта» при температуре  $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$  при различной скорости сдвига: 1 –  $0.5 \text{ c}^{-1}$ ; 2 –  $0.1 \text{ c}^{-1}$ ; 3 –  $0.05 \text{ c}^{-1}$

он наиболее точно отвечает физическому смыслу этого реологического параметра.

На рисунке 3 показаны такие зависимости от величины деформации для нефти из МН «Уса-Ухта». На начальном этапе деформирования происходит упрочнение кристаллической парафиновой структуры. При достижении деформацией критического значения происходит разрыв и дальнейшее разрушение структурных связей кристаллической решетки. Разрушение продолжается до тех пор, пока скорость разрыва связей в структуре и скорость образования этой связи из обломков разрушенной структуры не сравняются между собой. Положение максимумов трех кривых на рисунке 3 по оси деформаций приходится, примерно, на одно значение порядка 1.

На время упрочнения структуры влияет и скорость сдвига, т.е. чем больше величина скорости сдвига, тем раньше напряжение сдвига достигнет максимального значения. На рисунке 4 приведены усредненные зависимости напряжения сдвига от времени для нефти из МН «Уса-Ухта» при температуре  $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

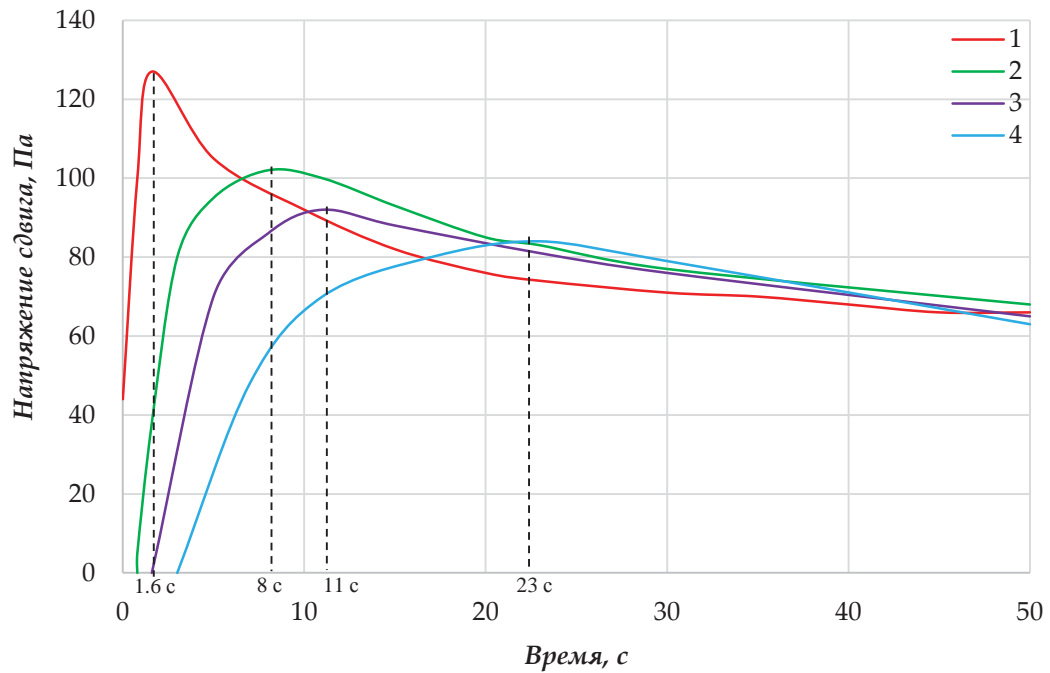
На рисунке 5 приведены экспериментально полученные зависимости пределов текучести и установившихся напряжений сдвига от скорости деформирования для нефти из МН «Уса-Ухта» при температуре  $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ . Из рисунка видно, что в диапазоне скоростей сдвига от  $0.01$  до  $0.1 \text{ c}^{-1}$  значения статического напряжения сдвига для данной нефти практически не зависят от скорости сдвига. Именно этот, экспериментально обнаруженный для парафинистых нефтей факт, позволяет создать новую методику измерения статического напряжения сдвига с помощью реометра с контролируемой скоростью сдвига (реометра CR-типа). По гипотезе В. П. Павлова и Г. В. Виноградова [2] для структурированных систем типа консистентных смазок именно этот участок определяет истинное значение предела текучести образца, т.е. его статического напряжения сдвига. Результаты настоящей работы показывают, что аналогичный вывод можно сделать и для парафинистых нефтей.

Таким образом, для данной нефти можно принять, что истинное значение статического напряжения сдвига можно определять по предложенной методике при скорости сдвига  $0.01 \text{ c}^{-1}$ .

Основным фактором, влияющим на величину статического напряжения сдвига, является температура нефти, и именно температурную зависимость учитывают при расчете давления сдвига застывшей нефти и времени безопасной остановки нефтепровода. В.Г.Котеном была предложена эмпирическая формула для определения зависимости статического напряжения сдвига парафинистых нефтей от температуры [10]:

$$\tau_0 = \tau'_0 \cdot e^{-st} - y,$$

где  $\tau'_0$ ,  $s$  – коэффициенты, постоянные для отдельно взятой нефти, определяемые методом наименьших квадратов. Коэффициент  $y$



**Рис.4. Усредненные зависимости напряжения сдвига от времени для нефти из МН «Уса-Ухта» при температуре 5 °С и при различных скоростях сдвига: 1 – 0.5 с<sup>-1</sup>; 2 – 0.1 с<sup>-1</sup>; 3 – 0.05 с<sup>-1</sup>; 4 – 0.01 с<sup>-1</sup>**

определяется полуграфическим методом.

На рисунке 6 представлены сравнения экспериментально полученных зависимостей начального напряжения сдвига от температуры с рассчитанными по формуле Котена.

Как видно из графика (рис. 6) экспериментально полученные зависимости можно аппроксимировать формулой Котена. Получено уравнение:

$$\tau_0 = 364.83 \cdot e^{-0.28t} - 1.39.$$

На величину статического напряжения сдвига влияет и ряд других факторов, таких как состав смеси нефтей, температурная предыстория и время тиксотропного упрочнения.

На рисунке 7 представлены результаты измерений статического напряжения сдвига в зависимости от времени тиксотропного упрочнения (времени покоя нефти). Проба нефти из МН «Уса-Ухта» помещалась в прибор VT 550 и находилась там в покое заданное время при постоянной температуре 5 °С.

Из рисунка 7 видно, что начальное напряжение сдвига резко возрастает в первые часы покоя и с течением времени растет, стремясь к предельному значению при заданной температуре. Таким образом, подтверждается описанный в работе [3] факт о существовании двух основных участков данной кривой: 1-й (2 – 4 часа) – зона быстрого роста прочности структуры, соответствующая собственно процессу структурообразования, связанному со сближением частиц и возникновением между ними устойчивых контактов; 2-й (более 6 – 8 часов) – зона медленного нарастания прочности, связанного, видимо, с переупаковкой элементов объемной структурной решетки пара-

фина и с уменьшением числа свободных связей.

Большое влияние на величину статического напряжения сдвига оказывает температурная предыстория исследуемого образца нефти [11,12]. Две пробы подвергались термообработке при 50 °С и 80 °С в течение 30 минут. Затем пробы охлаждались с заданной скоростью 10 °С/ч до температуры 20 °С. При достижении температуры нефти 20 °С, каждая проба помещалась в прибор VT 550 и подвергалась термостатированию при 5 °С. После этого проводились измерения по методу постоянной скорости сдвига. На рисунке 8 представлены зависимости напряжения сдвига от времени деформирования для разных температур термообработки нефти из МН «Уса-Ухта», из которых видно, что термообработка нефти при 50 °С приводит к ухудшению реологических свойств, при этом величина предела текучести увеличивается более чем в 1.5 раза, а термообработка при 80 °С снижает величину предела текучести почти в 4 раза для той же нефти.

Предположительные причины существования оптимальной температуры термообработки для улучшения реологических свойств парафинистых нефтей изложены, например, в [11].

По МН «Ухта-Ярославль» нефть из МН «Уса-Ухта» транспортируется в смеси с Ярегской нефтью. Нефть Ярегского месторождения относится к разряду тяжелых, ее еще называют битуминозной. Эта уникальная по физико-химическим свойствам нефть практически не содержит парафинов, но при этом обладает повышенным содержанием смол (до 21%) и высокой вязкостью (порядка 3000 мПа·с при 20 °С). Температура застывания нефти – 10 °С. Ярегское месторожде-

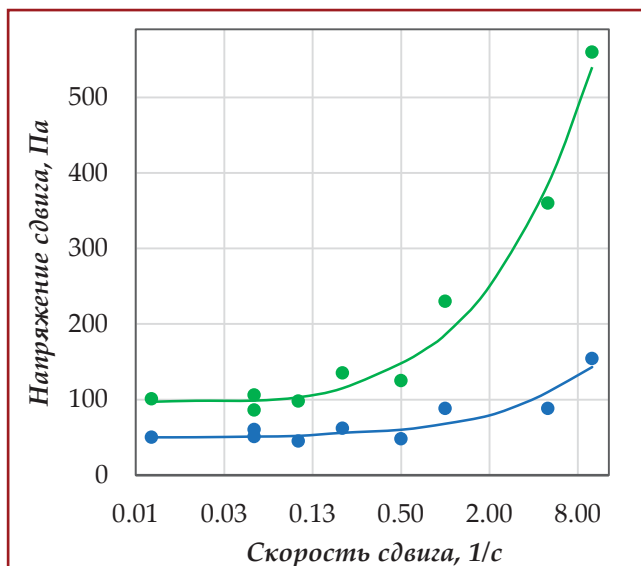


Рис.5. Зависимости значений статического напряжения сдвига (зеленые точки) и установившегося напряжения сдвига (синие точки) от скорости деформирования для нефти из МН «Уса-Ухта» при температуре 5 °С

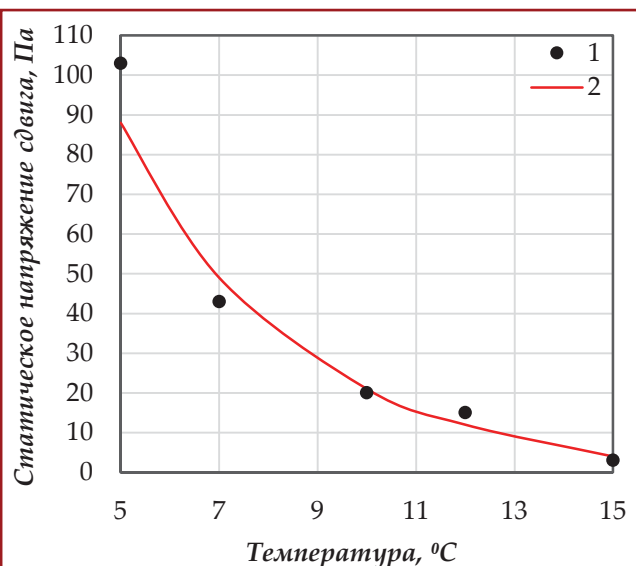


Рис.6. Зависимости предела текучести нефти из МН «Уса-Ухта» от температуры нефти при скорости сдвига 0.01 с<sup>-1</sup>: 1 – экспериментально полученные значения; 2 – значения, полученные по формуле Котена

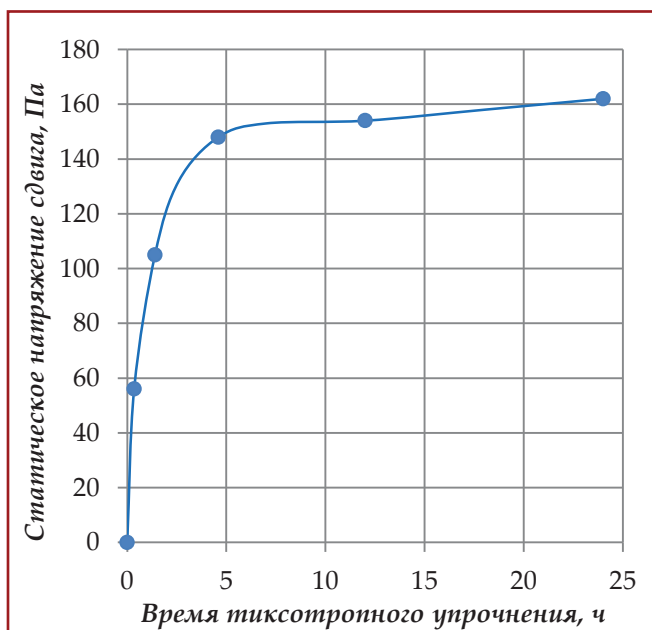


Рис.7. Зависимость статического напряжения нефти из МН «Уса-Ухта» от времени тиксотропного упрочнения при скорости сдвига 0.01 с<sup>-1</sup> и температуре 5 °С

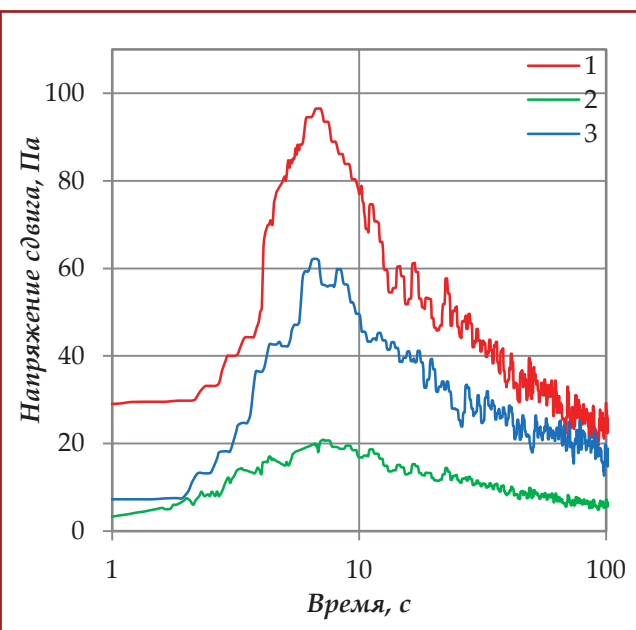


Рис.8. Зависимость статического напряжения сдвига нефти из МН «Уса-Ухта» от температурной предыстории при скорости сдвига 0.01 с<sup>-1</sup> и температуре 5 °С: 1 - термообработка при 50 °С; 2 – необработанная проба; 3 – термообработка при 80 °С

ние - единственное в России, где нефть добывают термощахтным способом. Разогретая паром, она стекает в шахту, откуда поднимается на поверхность насосами. Температура нефти при этом 25-30 °С. На поверхности она остывает, вязкость увеличивается, и транспортировать ее по трубопроводам на большие расстояния без специальных мероприятий невозможно.

В настоящее время для транспортировки с практической точки зрения важны значения концентраций Ярегской нефти в смеси до 5 %. В планах – увеличение доли Ярегской нефти до 10 – 15 % в общем потоке. В научном плане представляет интерес измерение статического напряжения сдвига и вязкости смесей во всем диапазоне процентного содержания Ярегской нефти.

Зависимость начального напряжения сдвига для смеси нефтей на выходе нефтеперекачивающей станции «Ухта-1» от концентрации в смеси тяжелой Ярегской нефти изображена на рисунке 9.

Из рисунка видно, что при небольшой скорости сдвига добавка 10 % Ярегской нефти заметно уменьшает критическое напряжение сдвига (до 2 раз), что следует учитывать на практике при расчетах пусковых режимов работы трубопроводов, транспортирующих смеси таких разнородных нефтей.

Известно, что на величину статического напряжения сдвига также влияют химические реагенты, например, депрессорные присадки. Действие депрессорных присадок направлено, прежде всего, на снижение температуры застывания нефти, однако, экспериментально доказано, что добавление депрессорной присадки положительно влияет и на другие реологические свойства. На рисунке 10 представлены результаты испытаний Усинской нефти с ПСП «Уса»: красная кривая – для исходной пробы, синяя кривая – для пробы, обработанной депрессорной присадкой ДПН-1 (концентрация 30 г/т). Видно, что наличие депрессорной присадки позволяет значительно снизить величину начального напряжения сдвига.

### Выводы

В результате проведенной работы можно сделать следующие выводы:

1. На ротационном CR-реометре НААКЕVT550 измерены временные зависимости напряжения сдвига для разных малых скоростей сдвига, вследствие этого определены зависимости предела текучести нефти из МН «Уса-Ухта» от скорости сдвига и, таким образом, выведены истинные значения статического напряжения сдвига.

2. На основе проведенных измерений для целого ряда парафинистых нефтей, предложена методика измерения статического напряжения сдвига (предела текучести), основанная на измерении зависимости напряжения сдвига от величины деформации, или времени при постоянной скорости сдвига с помощью ротационного реометра CR типа.

3. Экспериментально показано влияние на величину статического напряжения сдвига нефти из МН «Уса-Ухта» таких факторов, как температура, состав смеси, время тиксотропного упрочнения и термообработка. Доказано, что для нефти, транспортируемой по МН «Уса-Ухта», зависимость предела текучести от температуры можно описать экспоненциальной зависимостью (формулой В. Г. Котена).

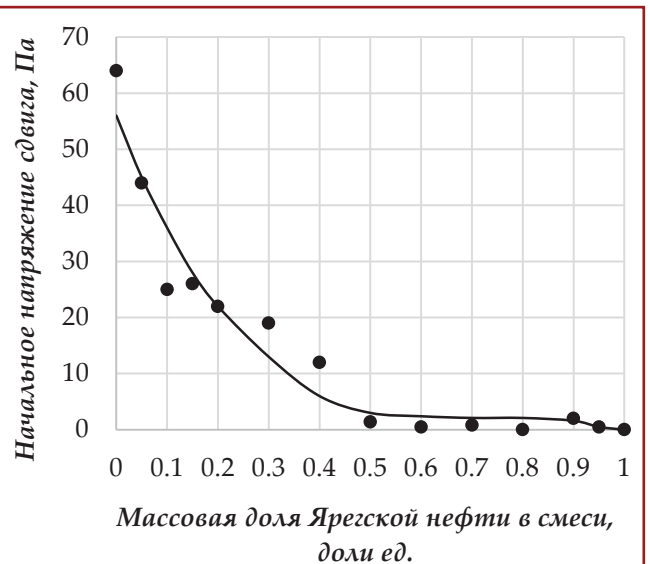


Рис.9. Зависимость статического напряжения сдвига смеси нефтей на выходе НПС «Ухта-1» от концентрации тяжелой Ярегской нефти при малой скорости сдвига ( $0.01 \text{ c}^{-1}$ ) и температуре  $5 \text{ }^\circ\text{C}$

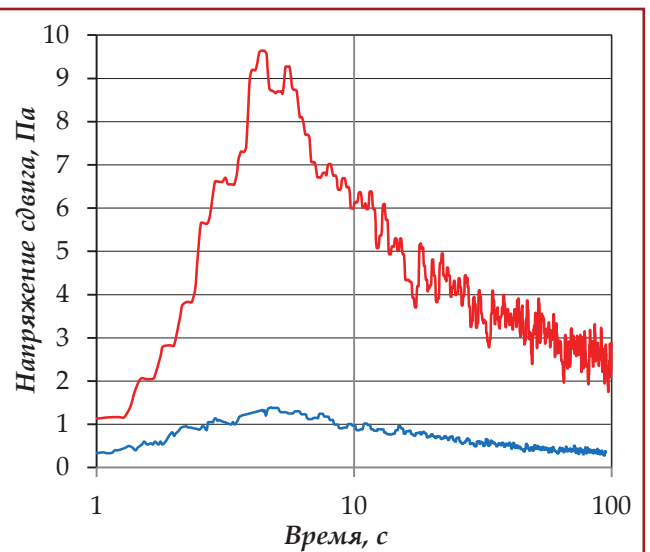


Рис.10. Зависимость напряжения сдвига Усинской нефти от времени при скорости сдвига  $0.01 \text{ c}^{-1}$  и температуре  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ : красная кривая – для исходной необработанной пробы нефти; синяя кривая – при добавлении депрессорной присадки (концентрация 30 г/т)

## Литература

1. А.Х.Мирзаджанзаде, М.М.Хасанов, Р.Н. Бахтизин. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Уфа: Гилем, 1999.
2. В.П.Павлов, Г.В.Виноградов. Обобщенная реологическая характеристика пластичных дисперсных систем // Коллоидный журнал. – 1966. – № 3. – С. 424–429.
3. В.Н.Дегтярев. Вопросы пуска нефтепровода с парафинистой нефтью после его длительной остановки. Серия «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». М.: РНТС, ВНИИОЭНГ, 1982.
4. А.Я.Малкин, А.И.Исаев. Реология: концепции, методы, приложения. СПб.: Профессия, 2007.
5. R.Venkatesan, N.R.Nagarajan, K.Paso, et al. The strength of paraffin gels formed under static and flow conditions //Chemical Engineering Science. – 2005. – Vol. 60. – P. 3587-3598.
6. P.R.de Souza Mendes, F.S-M. de Abreu Soares, C.M.Ziglio, M.Goncalves. Startup flow of gelled crudes in pipelines //Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2012. – Vol. 179-180. – P. 23-31.
7. Y.Zhao, L.Kumar, K.Paso, et al. Gelation and breakage of model wax-oil systems: Rheological properties and model development //Industrial and Engineering Chemistry Research. – 2012. – Vol. 51. – P. 8123-8133.
8. B.Tarcha, B.Forte, E.Soaes, R.Thompson. Critical quantities on the yielding process of waxy crude oils // Rheologica Acta. – 2015. – Vol. 54. – P. 479–499.
9. В.О.Некучаев, А.А.Васенева. Особенности реологических кривых течения высоковязких нефтей и их водных эмульсий //Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 61-63.
10. В.Г.Котен. Реологические свойства туркменских нефтей //Транспорт и хранение нефти. – 1963. – № 12. – С.10-16.
11. В.Е.Губин, В.В.Губин. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. М.: Недра, 1982.
12. В.О.Некучаев, А.А.Васенева, И.С.Филиппов. Изменение реологических свойств аномальных нефтей Тимано-Печорской провинции при их смешивании и термообработке //Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 64-65.

## References

1. A.Kh.Mirzadzhanzade, M.M.Khasanov, R.N.Bakhtizin. Studies on simulation of complex oil production systems. Ufa: Gilem, 1999.
2. V.P.Pavlov, G.V.Vinogradov. Generalized rheological characteristics of plastic disperse systems //Colloid Journal. – 1966. –№ 3. –P. 424-429.
3. V.N.Degtyarev. Issues of the start-up of the paraffin oil pipeline after its long shutdown. Series «Transport and storage of oil and oil products». M.: RNTs, VNIIOENG, 1982.
4. A.Ya.Malkin, A.I.Isaev. Rheology: concepts, methods, applications. SPb.: Profession, 2007.
5. R.Venkatesan, N.R.Nagarajan, K.Paso, et al. The strength of paraffin gels formed under static and flow conditions //Chemical Engineering Science. – 2005. – Vol. 60. – P. 3587-3598.
6. P.R.de Souza Mendes, F.S-M. de Abreu Soares, C.M.Ziglio, M.Goncalves. Startup flow of gelled crudes in pipelines //Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2012. – Vol. 179-180. – P. 23-31.
7. Y.Zhao, L.Kumar, K.Paso, et al. Gelation and breakage of model wax-oil systems: Rheological properties and model development //Industrial and Engineering Chemistry Research. – 2012. – Vol. 51. – P. 8123-8133.
8. B.Tarcha, B.Forte, E.Soaes, R.Thompson. Critical quantities on the yielding process of waxy crude oils // Rheologica Acta. – 2015. – Vol. 54. – P. 479–499.
9. V.O.Nekuchaev, A.A.Vaseneva. Features of rheological curves of heavy oil and water-oil emulsions //Oil Industry. - 2013. - № 8. - P. 61-63.
10. V.G.Koten. Rheological properties of Turkmenian oils //Transport and Storage of Oil. – 1963. – No. 12. – P.10-16..
11. V.E.Gubin, V.V.Gubin. Pipeline transport of oil and petroleum products. M.: Nedra, 1982.
12. V.O.Nekuchaev, A.A.Vaseneva, I.S.Filippov. The rheological properties of Timan-Pechora anomalous oils changing under their mixing and heat treatment //Oil Industry. - 2013. - № 8. - P. 64-65.

## Методика и результаты исследования статического напряжения сдвига парафинистых нефтей Тимано-Печорской провинции с помощью реометра с контролируемой скоростью сдвига

*В.О.Некучаев<sup>1</sup>, А.Ю.Ляпин<sup>2</sup>, М.М.Михеев<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия;

<sup>2</sup>АО «Транснефть-Север», Ухта, Россия

### Реферат

В статье предложена и апробирована методика измерения статического напряжения сдвига для парафинистых нефтей в диапазоне температур, где проявляются их неньютоновские свойства как структурированных дисперсных систем, основанная на измерении зависимости напряжения сдвига от деформации при постоянной скорости сдвига в диапазоне  $0.1 - 0.01 \text{ с}^{-1}$  с помощью ротационного реометра с контролируемой скоростью сдвига (CR типа). Экспериментально показано влияние на величину статического напряжения сдвига нефти из магистрального нефтепровода «Уса-Ухта» таких факторов, как температура, состав смеси, время тиксотропного упрочнения, наличие депрессорной присадки и термообработка.

**Ключевые слова:** статическое напряжение сдвига; реометр с контролируемой скоростью сдвига; парафинистая нефть; тиксотропия; термообработка; депрессорная присадка.

## Sürüşmə sürəti idarə olunan reometrin vasitəsi ilə Timano-Peçorsk əyalətinin parafinli neftlərin statik sürüşmə gərginliyinin ölçülməsi metodikası və aparılan tədqiqatların nəticələri

*V.O.Nekuçayev<sup>1</sup>, A.Y.Lyapin<sup>2</sup>, M.M.Mixeyev<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>Uxta Dövlət Texniki Universiteti, Uxta, Rusiya;

<sup>2</sup>«Transneft-Sever» SC, Uxta, Rusiya

### Xülasə

Məqalədə parafinli neftlər üçün onların strukturlaşmış dispers sistemlər kimi qeyri-Nyuton xassələrinin göstərdiyi temperatur diapazonunda statik sürüşmə gərginliyinin ölçülməsi metodikası təklif edilmiş və sınaqdan keçirilmişdir. Metodika sürüşmə sürətinin rotasiya reometrinin (CR tipli) köməyi ilə  $0.1 - 0.01 \text{ s}^{-1}$  diapazonda sabit saxlanılması zamanı sürüşmə gərginliyinin deformasiyadan asılılığının ölçülməsinə əsaslanmışdır.

«Uxa-Uxta» magistral neft kəmərinə neftin statik sürüşmə gərginliyinin göstəricilərinə temperatur, qarışıqın tərkibi, tixotrop bərkimə vaxtı, depressor aşqarın olması və termiki işləmə kimi amillərin təsiri eksperimentlər vasitəsi ilə göstərilmişdir.

**Açar sözlər:** statik sürüşmə gərginliyi; sürüşmə sürəti idarə olunan reometr; parafinli neft; tixotropiya; termiki işləmə; depressor aşqar.