

УДК 622.276

Р.Р. Коерн, научный сотрудник, отдел «Сбор и подготовка продукции скважин» ГУП «ИПТЭР» РБ,
e-mail: regina1909@yandex.ru

ВЛИЯНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТИ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЮ НАДЗЕМНЫХ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Нефти с содержанием парафинов до 6% (среднепарафинистые) в умеренно-холодных районах не проявляют ньютоновских свойств при транспортировке по промысловым трубопроводам подземной прокладки. На примере лабораторных испытаний нефти одного из месторождений Европейского Севера РФ показано, что нефти с содержанием парафинов до 6% в регионах с экстремально суровыми природно-климатическими условиями, где трубопроводы систем сбора и промыслового транспорта прокладываются надземно, проявляют неньютоновские свойства.

Ключевые слова: парафинистая нефть, эффективная вязкость, депрессорная присадка, начальное динамическое напряжение сдвига, скорость сдвига.

Регионы строительства и эксплуатации промысловых трубопроводов существенно различаются по основным климатическим факторам, которые характеризуются ГОСТ 16350 [1].

Основное различие между климатическими районами заключается в необходимости дифференцированного учета отрицательной температуры окружающего воздуха при выборе материалов и изделий для трубопроводов, а также влияния низких температур на реологические свойства транспортируемых сред. Конструкция промысловых трубопроводов и способ их прокладки во всех климатических районах должны обеспечивать:

- безопасную и надежную эксплуатацию в пределах нормативного срока службы;
- ведение технологий промыслового сбора и транспорта продукции скважин в соответствии с проектными параметрами;
- возможность контроля за техническим состоянием трубопроводов;

Таблица 1. Классификация нефтей по содержанию парафинов

Класс нефтей	Подкласс нефтей	Пределы изменения классификационных интервалов, %
Малопарафинистые		до 1,5
Среднепарафинистые		от 1,5 до 6
Высокопарафинистые	Умеренно парафинистая	от 6 до 10
	Высокопарафинистая	от 10 до 20
	Сверхвысокопарафинистая	Более 20

Таблица 2. Физико-химические параметры нефти Южно-Хыльчююского месторождения

Параметр	Значение	Метод
Плотность при 20 °С, кг/м ³	847,7	ГОСТ 3900
Массовая доля воды, %	0,68	ГОСТ 2477
Массовая доля твердых парафинов, %	4,61	ГОСТ 11851
Массовая доля смол силикагелевых, %	1,35	ГОСТ 11858
Массовая доля асфальтенов, %	0,161	
Температура, °С :		
– застывания	–4	ГОСТ 20287
– начала выпадения парафинов	18	

- защиту трубопроводов от вторичных проявлений молнии и статического электричества;
- возможность организации защиты трубопроводов от внутренней коррозии и контроля агрессивности рабочих сред;
- предотвращение образования асфальтосмолопарафиновых, ледяных, гидратных и других пробок и возможность их удаления;
- возможность воздействия на реологические свойства вязких и парафинистых нефтей, которые осложняют технологические процессы сбора, подготовки и транспорта нефти. За расчетную температуру внешней среды при эксплуатации трубопроводов, проложенных подземно, с учетом вероятности длительных остановок принимают температуру грунта вблизи стенки на глубине заложения и на таком расстоянии, чтобы на эту температуру заметно не влияло рассеяние тепла от трубопровода [2].

За расчетную температуру внешней среды при эксплуатации трубопроводов, прокладываемых надземно, с учетом вероятности длительных остановок следует принимать абсолютную минимальную температуру данного района.

ОАО АК «Транснефть» ограничивает прием нефти от добывающих предприятий в систему трубопроводов магистрального транспорта по содержанию парафина величиной 6%, хотя на месторождениях РФ этот показатель изменяется в широком диапазоне.

Цель данной публикации – показать, что нефти с содержанием парафина 6% и более в регионах с экстремально суровыми природно-климатическими условиями, где трубопроводы систем сбора и промышленного транспорта обычно прокладываются частично или полностью надземно, проявляют неньютоновские свойства и это следует учитывать при проектировании и эксплуатации трубопроводов.

На наш взгляд, удачна классификация добываемых нефтей по содержанию парафинов, приведенная в работе [3] (табл. 1). В среднем российские парафинистые нефти – среднесернистые, малосмолистые, с малым содержанием асфальтенов и имеют среднюю плотность и среднее содержание фракции н.к. –200 °С. Отличие российских от среднемировых проявляется в большем содержании серы и меньшем содержании смол и асфальтенов [4].

Нефти с содержанием парафинов до 6% (среднепарафинистые) в умеренно-холодных районах не проявляют ньютоновских свойств, при их транспортировке по промышленным трубопроводам подземной прокладки не возникают осложнения из-за застывания при остановках перекачки, однако в регионах с экстремально суровыми природно-климатическими условиями наблюдаются осложнения.

Рассмотрим с точки зрения реологии характеристики одной из нефтей месторождения Европейского Севера РФ. Лабораторные испытания проводились на нефти, отобранной со скважины № 240 Южно-Хыльчужского месторождения. Результаты определения физико-химических параметров нефти представлены в таблице 2.

Определение реологических параметров нефти проводилось на приборе Реотест 2 в соответствии с ГОСТ 1929 [5].



Выявляя дефекты. Избегая потерь.

Тепловизор **testo 875i** надежно выявляет причины неполадок на нефтеперерабатывающих предприятиях.

- Термограммы с разрешением 320x240 пикселей с технологией SuperResolution (детектор 160x120 пк)
- Автоматическое распознавание горячих точек
- Сменный объектив для измерений на разных расстояниях

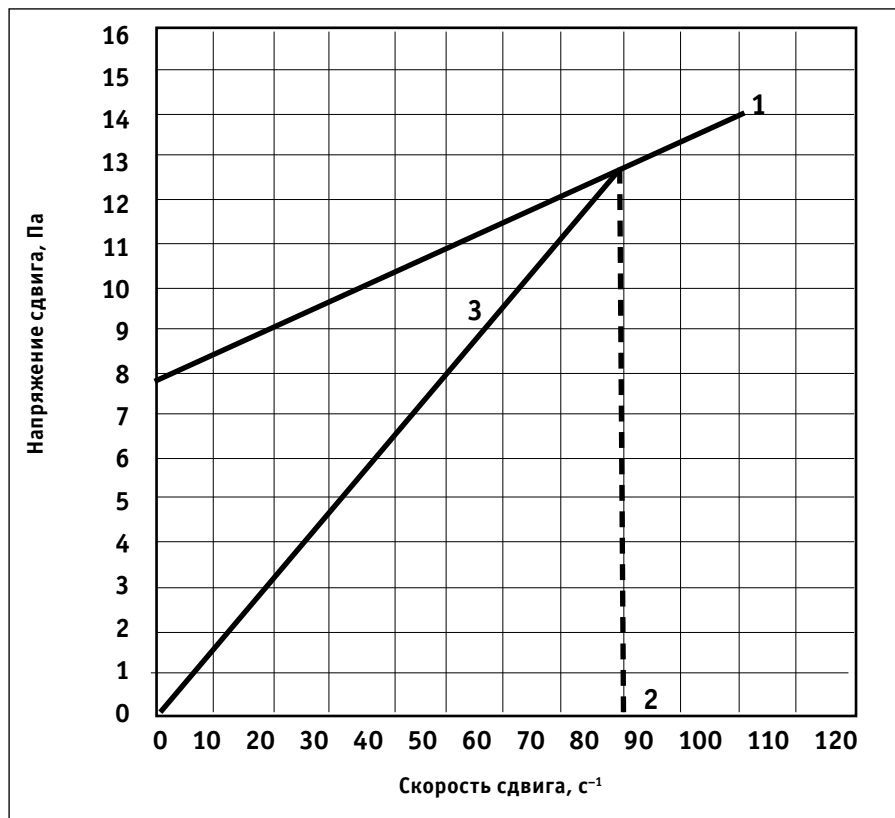
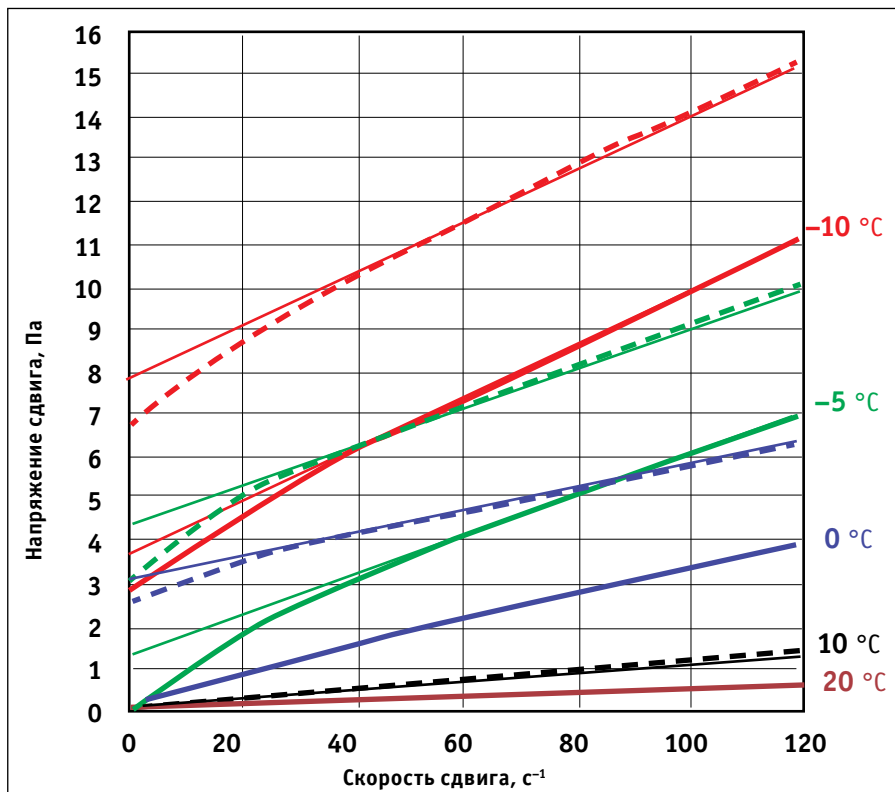


Рис. 1. Графическая модель для определения эффективной вязкости неньютоновской жидкости:

- 1 – реологическая кривая течения жидкости;
- 2 – заданное значение скорости сдвига;
- 3 – отрезок для определения эффективной вязкости



- – Пусковой режим течения (прямой ход вискозиметра)
- – Стационарный режим течения (обратный ход вискозиметра)

Рис. 2. Реограммы нефти Южно-Хыльчуйского месторождения

Определение заключается в регистрации момента сопротивления вращению внутреннего цилиндра измерительного устройства с образцом нефти при различных скоростях сдвига и расчете напряжения сдвига.

Исследования проводились на прямом и обратном ходе вискозиметра с измерительным инструментом «цилиндр-цилиндр» (обозначение выбранного инструмента «S1» по сортаменту набора инструментов).

Прямой ход сводился к последовательному дискретному созданию скоростей сдвига, начиная от наименьшей ($1,5 \text{ с}^{-1}$) и заканчивая наибольшей (1312 с^{-1}) для данного измерительного инструмента. Он соответствует пусковым режимам работы трубопровода, когда имеет место постепенное разрушение внутренних связей (структурных форм) в нефти при увеличении скорости движения.

Обратный ход соответствует случаям существования разрушенных внутренних связей и отвечает стационарным режимам работы трубопровода. Он сводился к последовательному дискретному созданию скоростей движения, начиная с наибольшей и заканчивая наименьшей.

Производится графическое построение реологических кривых течения – зависимостей напряжения сдвига от скорости сдвига для прямого и обратного хода. При наличии в жидкости склонности к структурообразованию должна получиться петля гистерезиса, то есть несовпадение кривых течения, соответствующих прямому и обратному ходу реовискозиметра.

Для общего математического описания всех типов реологических кривых течения используется уравнение Балкли-Гершеля для нелинейных вязкопластичных жидкостей:

$$\tau = \tau_0 + k \cdot \gamma^n, \quad (1)$$

где τ – напряжение сдвига, Па;

τ_0 – начальное динамическое напряжение сдвига, Па;

k – показатель consistency жидкости;

γ – скорость сдвига, с^{-1} ;

n – коэффициент, характеризующий степень нелинейности реологической кривой течения ($0 < n < 1$).

Для ньютоновских жидкостей $\tau_0 = 0$; $k = \mu$; $n = 1$, и уравнение (1) преобразуется в закон Ньютона:

$$\tau = \mu \cdot \gamma, \quad (2)$$

где μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с.

Для псевдопластичных жидкостей $\tau_0 = 0$; $0 < n < 1$, и уравнение (1) выглядит следующим образом (модель Оствальда–Де Ваале):

$$\tau = k \cdot \gamma^n. \quad (3)$$

Для линейных вязкопластичных (бингамовских) жидкостей $\tau_0 \neq 0$; $k = \mu$; $n = 1$, и уравнение (1) преобразуется в закон Бингама–Шведова:

$$\tau = \tau_0 + \mu \cdot \gamma, \quad (4)$$

где μ – пластическая (бингамовская) вязкость жидкости, Па·с.

Сравнительная оценка различных жидкостей по параметрам аппроксимационного уравнения Балкли–Гершеля, как правило, затруднена с физической точки зрения, так как при этом требуется одновременно учитывать три параметра: τ_0 , k и n . В связи с этим для сравнительной оценки удобно применить понятную в физическом плане величину – эффективную вязкость жидкости, которая для неньютоновских сред определяется строго при заданной скорости сдвига и вычисляется как тангенс угла α наклона отрезка, соединяющего начало координат и значение напряжения сдвига, зафиксированное при заданном значении скорости сдвига (рис. 1).

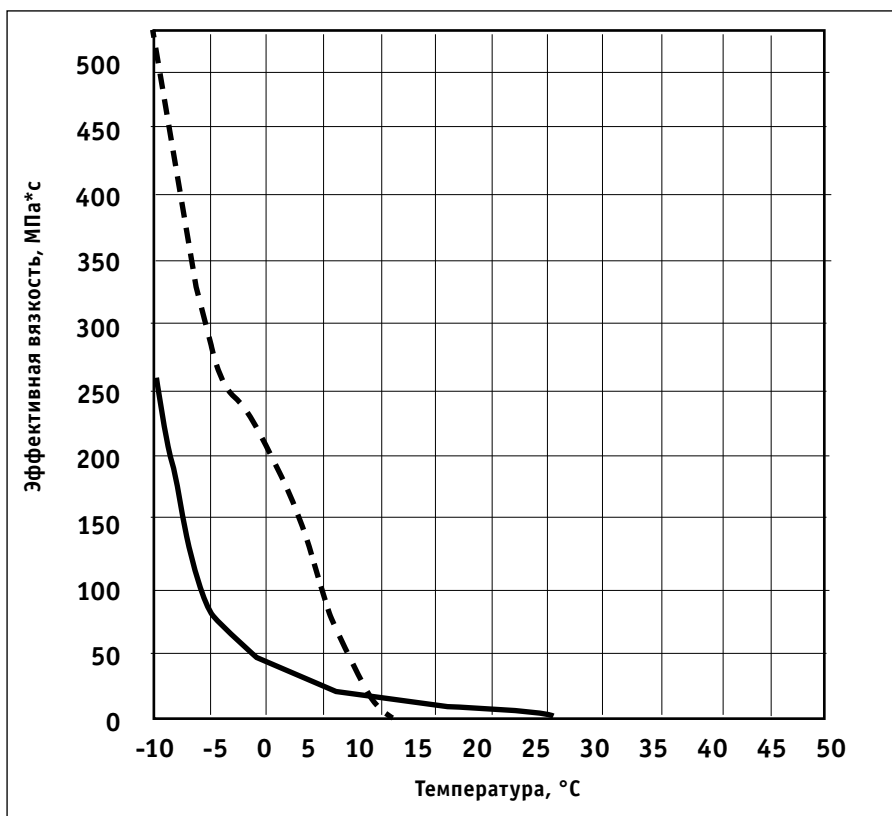
Заданное значение скорости сдвига определяется

$$\gamma = \frac{8 \cdot v_{cp}}{D_b}, \quad (5)$$

где v_{cp} – средняя по сечению трубопровода скорость течения жидкости, м/с; D_b – внутренний диаметр трубопровода, м.

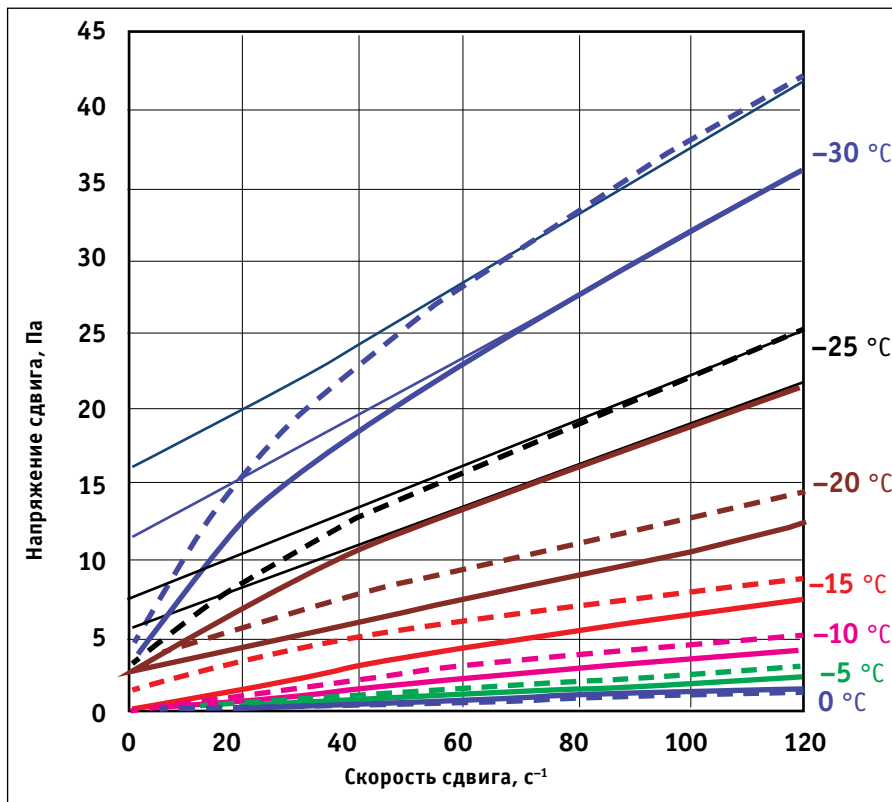
Значения эффективной вязкости для модели Бингама–Шведова вычислены для скорости сдвига $15,6 \text{ с}^{-1}$ что соответствует средней скорости жидкости 1 м/с при ее перекачке по существующему трубопроводу внутренним диаметром 512 мм.

Результаты измерений приведены на рисунках 2–4. Экстраполируя кривую течения или линейный участок кривой течения на ось напряжений, определяется начальное динамическое напряжение сдвига – реологический параметр нефти, характеризующий ее структур-



----- Пусковой режим течения (прямой ход вискозиметра)
 ————— Стационарный режим течения (обратный ход вискозиметра)

Рис. 3. Зависимость эффективной вязкости от температуры для нефти Южно-Хыльчуского месторождения



----- Пусковой режим течения (прямой ход вискозиметра)
 ————— Стационарный режим течения (обратный ход вискозиметра)

Рис. 4. Реограммы нефти, обработанной реагентом с дозировкой 600 г/т

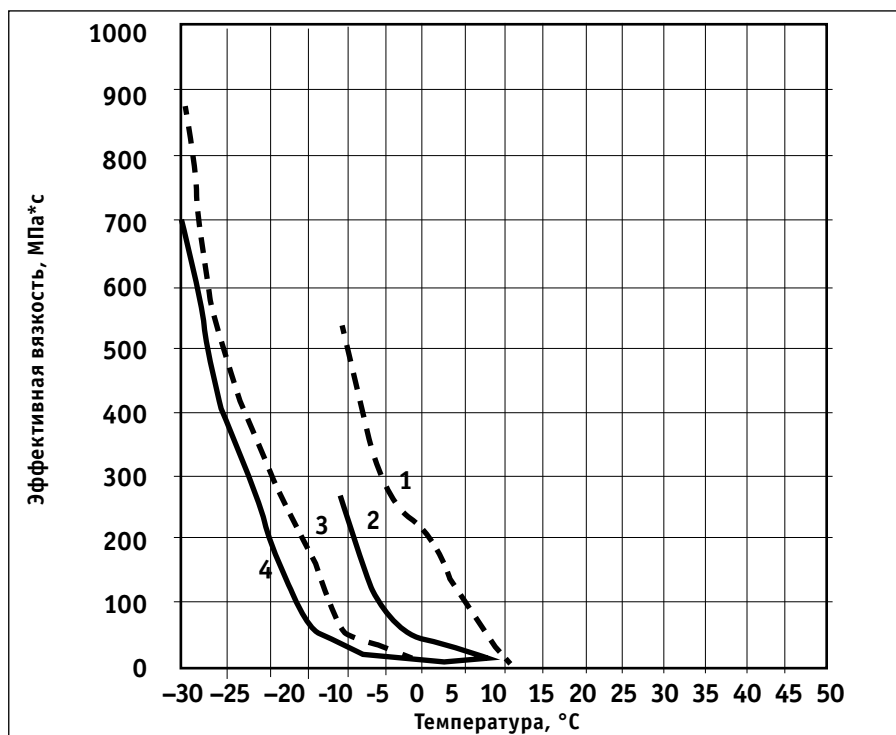


Рис. 5. Сравнение эффективной вязкости нефти до обработки депрессорной присадкой и после обработки реагентом с дозировкой 600 г/т:
 1 – нефть до обработки депрессорной присадкой при пусковом режиме течения;
 2 – нефть до обработки депрессорной присадкой при стационарном режиме течения;
 3 – нефть после обработки депрессорной присадкой при пусковом режиме течения;
 4 – нефть после обработки депрессорной присадкой при стационарном режиме течения

но-механические свойства при данной температуре.

Сравнение эффективной вязкости нефти до обработки депрессорной присадкой и после обработки реагентом с дозировкой 600 г/т приведено на рисунке 5. Из графиков (рис. 2 и 4) следует, что начальное напряжение сдвига для необработанной нефти при $t = -10$ °С составляет ~ 7,7 Па, для обработанной нефти

такая величина напряжения сдвига соответствует температуре -25 °С.

ВЫВОДЫ

На примере нефти Южно-Хыльчующего месторождения показано:

1. В регионах с экстремально суровыми природно-климатическими условиями среднепарафинистые нефти проявляют неньютоновские свойства.

2. Температура застывания нефти Южно-Хыльчующего месторождения составляет -4 °С, начало выпадения парафинов – $+18$ °С. При установившемся (стационарном) режиме течения до температуры -5 °С нефть является практически ньютоновской жидкостью. При этой же температуре на пусковом режиме она проявляет неньютоновские свойства.
3. При $t = -10$ °С исследуемая нефть проявляет выраженные неньютоновские свойства как на стационарном, так и пусковом режимах.
4. При той же температуре нефть, обработанная депрессорной присадкой 600 г/т, не проявляет неньютоновских свойств.

ЛИТЕРАТУРА:

1. ГОСТ 16350-80. Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей. – М.: Изд-во стандартов, 1986. – 140 с.
2. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000. – 57 с.
3. Ильин А.Н., Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высокопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных изменений их свойств // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 2.
4. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. – Новосибирск: изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.
5. ГОСТ 1929-87. Нефтепродукты. Методы определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 13 с.

Oil and gas transport and storage

R.R. Koern, Researcher of Department "Gathering and Treatment of Well Production" Institute of Energy Resources Transportation GUP;
 e-mail: regina1909@yandex.ru

Influence of oil rheological characteristics on the design and operation of above-ground field pipelines

In moderately cold climate crudes containing up to 6% of paraffin (middle paraffin oil) do not show Newtonian properties when transported through underground field pipelines. Laboratory tests of oil from one of the fields in the RF European North evidence that crudes containing up to 6% of paraffin demonstrate non-Newtonian properties in the regions with extremely severe environmental conditions, where the pipelines of field gathering and transfer systems are above-ground.

Keywords: paraffin oil, effective viscosity, pour point depressant, initial dynamic shear stress, shear rate.

References:

1. ГОСТ 16350-80. Rayonirovaniye i statisticheskiye parametry klimaticheskikh faktorov dlya tekhnicheskikh tseley (Zoning and Statistic Parameters of Climatic Factors for Technical Purposes). – Moscow: Izd-vo standartov, 1986. – 140 p.
2. ГОСТ 15150-69. Mashiny, pribory i drugie tekhnicheskije izdeliya. Ispolneniya dlya razlichnykh klimaticheskikh rayonov. Kategorii, usloviya ekspluatatsii, khraneniya i transportirovaniya v chasti vozdeystviya klimaticheskikh faktorov vneshney sredy (Machines, Instruments and Other Industrial Products. Modifications for Different Climatic Regions. Categories, Operating, Storage and Transportation Conditions as to Environment Climatic Aspects Influence). – Moscow: IPK Izd-vo standartov, 2000. – 57 p.
3. Ilin A.N., Polischuk Yu.M., Yaschenko I.G. Vysokoparafinistye nefeti: zakonovernosti prostranstvennykh i vremennykh izmeneniy ikh svoystv (High-paraffin oils: mechanisms of spatial and time-dependent changes of their properties) // Neftegazovoe delo. – 2007. – № 2.
4. Polischuk Yu.M., Yaschenko I.G. Fiziko-khimicheskiye svoystva neftey: statisticheskiy analiz prostranstvennykh i vremennykh izmeneniy (Physical and chemical properties of oils: statistic analysis of spatial and time-dependent changes). – Novosibirsk: izd-vo SO RAN, filial "Geo", 2004. – 109 p.
5. ГОСТ 1929-87. Nefteprodukty. Metody opredeleniya dinamicheskoy vyazkosti na rotatsionnom viskozimetre (Oil Products. Methods of Test for Determination of Dynamic Viscosity by Rotary Viscosimeter). – Moscow: Izd-vo standartov, 1988. – 13 p.

Ectane™



ПОЛНОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПАКТНЫЙ ВИХРЕТОКОВЫЙ ДЕФЕКТОСКОП



- Быстрая настройка и подключение матричных зондов
- Контроль поверхностей любой сложности
- Поддержка всех видов вихретокового и магнитного контроля (EC, ECA, MFL, RFT, NFT, IRIS)
- До 256 каналов передачи и обработки вихретоковых данных
- Проектирование, разработка и изготовление вихретоковых матриц под заказ
- Все виды внутритрубного контроля труб теплообменников и парогенераторов
- До 8 часов непрерывной работы от двух аккумуляторных батарей
- Промышленный дизайн и пылевлагозащищенное исполнение

На правах рекламы



ПРОМЫШЛЕННОЕ И ДИАГНОСТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
129085, Москва, пр-д Ольминского, 3А | тел.: (495) 775-75-25, факс: (495) 616-66-14
info@pergam.ru, pergam.ru/ndt | сервисный центр: www.myservice.ru

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»,
Москва, Россия



15-я международная выставка


НЕФТЕГАЗ

26—29 мая 2014

Оборудование и технологии
для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)

 **ЭКСПОЦЕНТР**
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА


Messe
Düsseldorf



www.neftegaz-expo.ru

Реклама

ТЕПЕРЬ
В
МАЕ!

124