

Александров Александр Николаевич,
к.т.н., ассистент кафедры РНГМ,
Санкт-Петербургский горный университет
г. Санкт-Петербург

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ

Аннотация. В статье представлены результаты исследования физико-химических и реологических свойств высокопарафинистой нефти одного из месторождений Республики Коми. Определены температуры, при которых исследуемая система проявляет аномалии вязкости. Установлено, что неньютоновское поведение высокопарафинистой нефти наиболее точно описывается реологическим уравнением Гершеля-Балкли и представляет собой структурированную вязкопластичную жидкость с пределом текучести.

Ключевые слова: высокопарафинистая нефть, температура начала структурообразования, температура насыщения нефти парафином, аномалии вязкости.

Значительную долю месторождений мира составляют месторождения парафинистых нефтей. Из них около половины приходится на высокопарафинистые и сверхвысокопарафинистые нефти, добыча которых становится все более актуальной [2, 3]. Для решения этой проблемы необходимы изучение реологических свойств и правильная оценка поведения высокопарафинистой нефти как в продуктивном пласте, так и в скважине при разных температурных условиях и режимах течения.

В статье представлены результаты исследования реологических свойств высокопарафинистой нефти одного из месторождений Республики Коми. Устьевые пробы нефти были отобраны с ряда скважин, вскрывших нефтяную залежь в верхнеэфельских песчаниках среднего девона D_{2ef} . Начальная пластовая температура для указанной залежи составляет 62 °С, а пластовое давление – 29,1 МПа [1].

Приведены результаты лабораторных исследований физико-химических свойств одной из устьевых проб безводной нефти, параметры которой удовлетворяют средним значениям, принятым для дегазированной нефти залежи D_{2ef} (таблица 1). Дегазированная нефть относится к особо легким с плотностью 802 кг/м³. Температура застывания нефти составляет 39 °С [1].

Групповой состав нефти определялся согласно ГОСТ 11851-85 и ускоренному методу хроматографического анализа нефтяных фракций, разработанному во ВНИИ НП [4]. Исследуемая нефть относится к высокопарафинистым (содержание парафинов составляет 27,12 % масс.), смолистым (содержание смол и асфальтенов - 3,56 и 1,59 % масс. соответственно) согласно [5].

Таблица 1

Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежи D_{2ef}

Наименование параметра	Значение
Плотность при 20 °С, кг/м ³	802,0
Температура застывания, °С	39,0
Групповой углеводородный состав, % масс.:	
Парафино-нафтеновые углеводороды	89,31
в т.ч. парафины	27,12
Ароматические углеводороды	5,55
Смолы силикагелевые	3,56
Асфальтены	1,59



Реологические исследования высокопарафинистой нефти были выполнены на ротационном реометре Rheotest RN 4.1 с использованием измерительной системы «конус К8-пластина» с созданием стандартного зазора 10 мкм. Данная система позволяет проводить измерения при регулируемом напряжении сдвига и скорости сдвига при температуре от $-30 \dots +200$ °С и вязкости жидкости в интервале $1 \dots 10000$ мПа·с в диапазоне скоростей сдвига $2 \dots 20000$ с⁻¹.

Определение кривых течения и эффективной вязкости исследуемой нефти осуществлялось в диапазоне скоростей сдвига от 0 до 300 с⁻¹ при плавно (линейно) изменяемой скорости сдвига в режиме Shear Rate Ramp при постепенном охлаждении нефти от 70 до 30°С.

При построении вязкостно-температурных характеристик для исследуемой нефти использовались значения ее эффективной вязкости при различных скоростях сдвига, соответствующих порядку скоростей сдвига, реализуемых в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) при эксплуатации добывающих скважин.

На рисунках 1 и 2 представлены реологические кривые течения и эффективной вязкости высокопарафинистой безводной нефти при разных температурных режимах. Основными структурообразующими компонентами в исследуемой нефти являются парафины, содержание которых составляет 27,12 % масс [1].

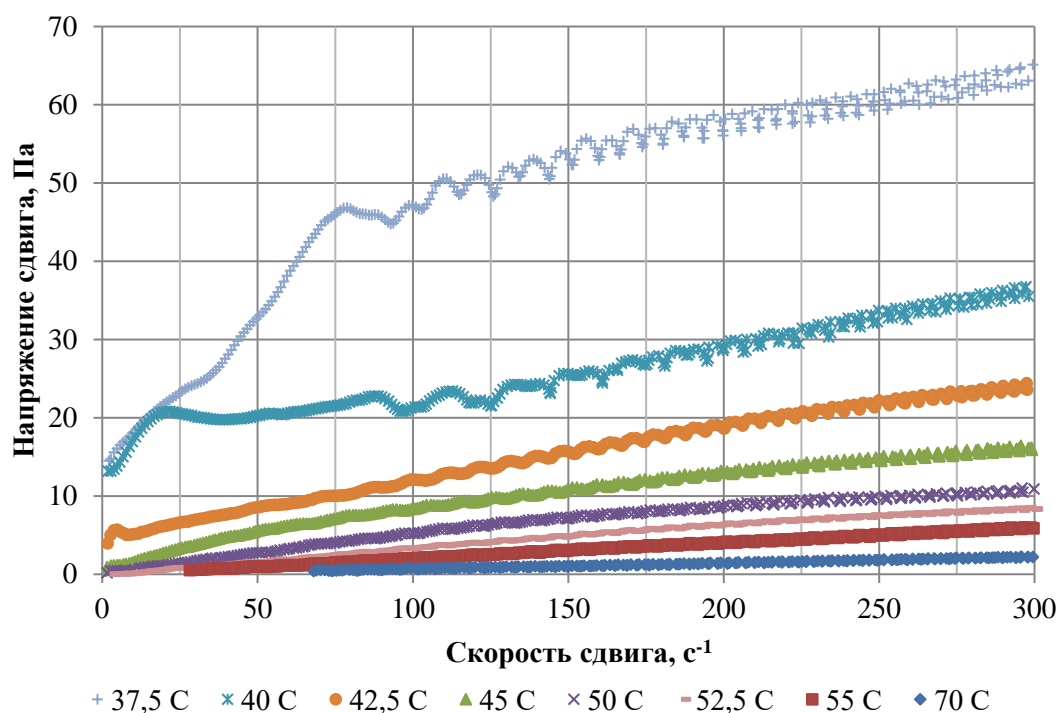


Рисунок 1. Кривые течения высокопарафинистой нефти



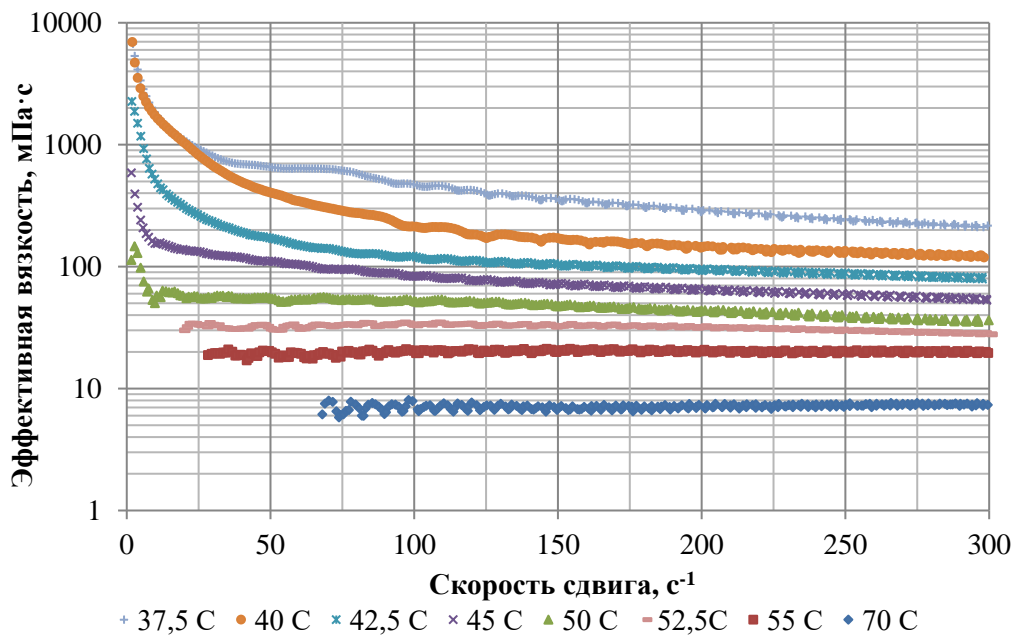


Рисунок 2. Кривые вязкости высокопарафинистой нефти

Установлено, что при температурах выше 52,5 °С исследуемая нефтяная дисперсная система (НДС) практически не образует структуру и ведет себя как ньютоновская жидкость, а при температурах ниже указанной начинает проявлять аномалии вязкости.

При температурах ниже 45 °С наблюдается многократное увеличение эффективной вязкости нефти для различных скоростей сдвига (рисунок 3). Увеличение концентрации дисперсной фазы приводит к взаимодействию частиц парафина с последующим изменением реологических свойств дисперсной системы [1].

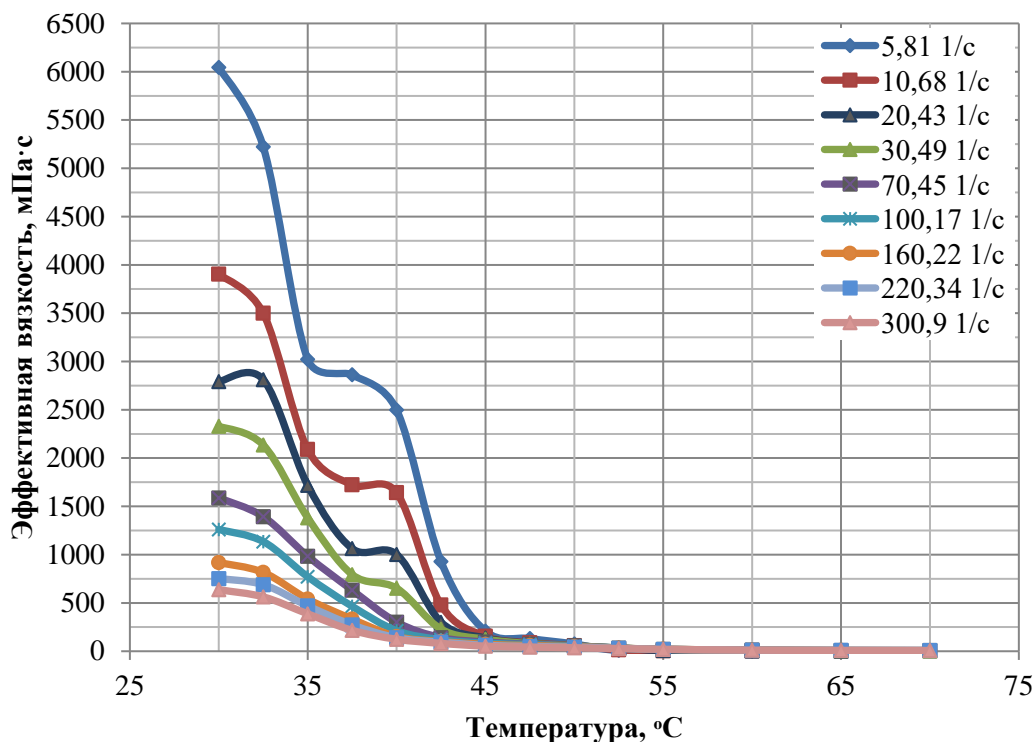


Рисунок 3. Зависимость эффективной вязкости исследуемой высокопарафинистой нефти от температуры и скорости сдвига



При низких скоростях сдвига процесс образования подвижной пространственной структуры из частиц парафина становится более интенсивным, чем при высоких скоростях сдвига, и сопровождается многократным увеличением вязкости исследуемой нефти.

Таким образом, процессы структурообразования оказывают существенное влияние на вязкость нефти при течении со сравнительно низкими скоростями сдвига. При понижении температуры прочность структурного каркаса увеличивается, а взаимодействие между частицами парафина усиливается вследствие ослабления теплового движения молекул, что приводит к переходу жидкой системы в структурированную жидкость с предельным напряжением сдвига. Кристаллизации парафинов при снижении температуры предшествует «распрямление» их молекул. Появление в жидкой системе взаимодействующих друг с другом вытянутых молекул, обладающих очень большой длиной, сопровождается образованием пространственной структуры, разрушающейся из-за теплового движения, но тут же восстанавливающейся. Связь между молекулами осуществляется за счет сил Ван-дер-Ваальса [1, 2].

На основании выполненных реологических исследований устьевой пробы безводной нефти с содержанием парафинов свыше 27 % масс. определены температуры, при которых исследуемая система проявляет аномалии вязкости. Неньютоновское поведение высокопарафинистой нефти наиболее точно описывается реологическим уравнением Гершеля-Балкли и представляет собой структурированную вязкопластичную жидкость с пределом текучести (рисунок 4 и таблица 2) [1].

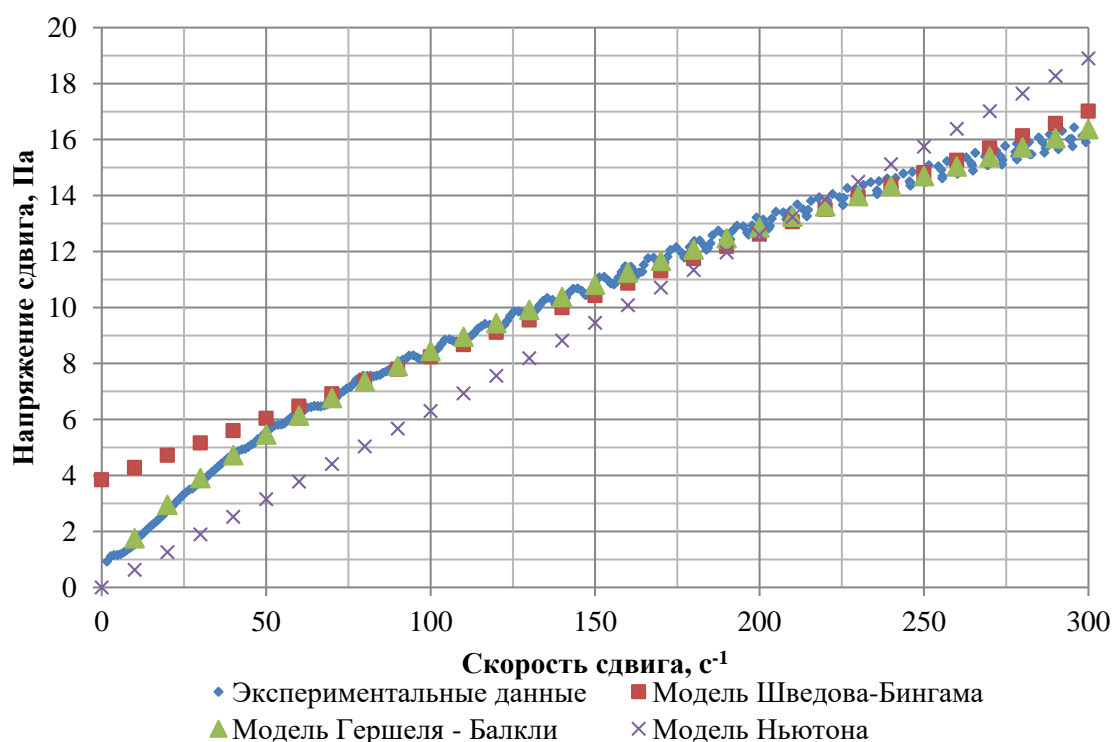


Рисунок 4. Сопоставление реологических моделей течения жидкости с поведением высокопарафинистой нефти при температуре 45 °C



Сопоставление реологических моделей течения жидкости
с поведением исследуемой нефти при температуре 45 °С

Модели течения жидкости	Реологическое уравнение	Коэффициент детерминации R ²
модель Ньютона	$\tau = 0,063 \cdot \dot{\gamma}$	0.844
модель Шведова – Бингама	$\tau = 3,8416 + 0,0439 \cdot \dot{\gamma}$	0.984
модель Гершеля – Балкли	$\tau = -0.7355 + 0,6748 \cdot \dot{\gamma}^{0.5668}$	0.998

Выводы

На основании выполненных реологических исследований одной из устьевых проб безводной нефти, физико-химические свойства которой удовлетворяют средним значениям, принятым для дегазированной нефти залежи D_{2ef} с содержанием парафинов свыше 27 % масс., определены температуры, при которых исследуемая система проявляет аномалии вязкости. Неньютоновское поведение высокопарафинистой нефти наиболее точно описывается реологическим уравнением Гершеля-Балкли и представляет собой структурированную вязкопластичную жидкость с пределом текучести.

Список литературы:

1. Александров, А.Н. Исследование реологических свойств высокопарафинистой нефти / А.Н. Александров, М.К. Рогачев, И.Р. Раупов // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 6. – С. 52-62.
2. Девликамов, В.В., Хабибуллин, З.А., Кабиров, М.М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975. – 168 с.
3. Ибрагимов, Н.Г., Тронов, В.П., Гуськова, И.А. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – 2010. – 240 с.
4. Потоловский, Л.А. Методы исследования нефтей и нефтепродуктов. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 320 с.
5. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. – М.: ЕСОЭН. 2016. 323 с.: ил.

