

Введение Постоянное увеличение в общем объеме добываемой нефти доли высокопарафинистой нефти, застывающей при положительных температурах, ставит перед нефтяниками ряд сложнейших проблем. Высокопарафинистые нефти при низких температурах проявляют резко выраженные неньютоновские (вязко-пластичные, вязкоупругие, тиксотропные) свойства [1], без учета которых организовать рациональную эксплуатацию скважин, сбор, подготовку и транспорт нефти невозможно. Проблема возникает уже на стадии извлечения нефти из скважины и особенно остро она ощущается в северных регионах по причине более суровых погодных условий. Наиболее остро она стоит при транспортировке нефти от месторождения высокопарафинистой нефти до магистрального трубопровода и зависит от природного состава нефти конкретного месторождения. В магистральном нефтепроводе нефть из различных месторождений усредняется. При транспорте высокопарафинистой нефти происходит интенсивная парафинизация трубо-проводов, снижение их пропускной способности, что значительно усложняет их эксплуатацию и ведет к росту энергетических и материальных затрат. В случае остановки процесса перекачки в нефти образуются парафиновые структуры, прочность которых зависит от содержания парафиновых фракций, времени покоя нефти, условий образования парафиновых структур и других факторов. Возобновление процесса перекачки требует иногда создания таких пусковых давлений, которые по величине значительно превышают рабочие давления трубопроводов, арматуры и оборудования [4]. Трудности, возникающие при транспорте высокопарафинистой нефти, связаны с наличием в ее составе твердых кристаллов парафина при низких температурах. Температура плавления парафина находится в пределах С. При более высоких температурах кристаллы растворяются в нефти и нефтепродуктах. По мере охлаждения нефти парафин выпадает в виде мелких игольчатых кристаллов, которые перепутываются между собой и поддерживают друг друга. С понижением температуры количество кристаллов увеличивается настолько, что они образуют пространственную решетку по всему объему нефти, иммобилизующую жидкую фазу. В зависимости от состава нефти и скорости охлаждения количество и размеры кристалликов парафина будут разными [5]. Чем больше в нефти парафина и асфальтосмолистых веществ, тем прочнее пространственная решетка и выше вязкость. Осаждение АСПО на рабочих поверхностях нефтепромыслового оборудования ведет к снижению пропускного диаметра трубопровода, увеличению давления перекачки в трубопроводе, повышенному износу перекачивающих насосов. Нефтедобывающие компании вынуждены останавливать добычу и проводить профилактические работы по удалению АСПО и внеплановые ремонтные работы, что, в конечном счете, ведет к снижению добычи за время простоя, удорожанию нефти. Для выяснения строения смол и фракций асфальтенов используется ИК спектроскопия [2,3]. Известны различные способы транспортировки высокозастывающей нефти.

Наиболее распространенным и надежным является способ горячей перекачки. Однако, печи путевого подогрева являются источником выброса вредных веществ, что ведет к увеличению платежей за загрязнение природной среды. Также не исключается возможность возникновения аварийных ситуаций, что может привести к экологическим и техническим проблемам. Поэтому исследование реологических свойств высокопарафинистой нефти является актуальной задачей. Экспериментальная часть Исследовалась высокопарафинистая нефть Мамуринского месторождения скважины № 7, плотность нефти при ρ и кинетическая вязкость η . Было проведено исследование зависимости динамической вязкости от скорости сдвига при различных фиксированных значениях температуры. Динамическая вязкость измерялась на вискозиметре при температуре от T_1 , соответствующей комнатной, до T_2 . Зависимость динамической вязкости от температуры и исследование реологического поведения нефти были проведены с помощью ротационного вискозиметра RM 100 (фирма Rheology, Франция). Прибор осуществляет решение всего спектра задач, связанных с контролем реологического поведения жидкости, построения реологических кривых и проведение их анализа. Является наиболее универсальным вариантом вискозиметра, работающего в соответствии с требованиями стандартов ASTM/ISO 2555 (ГОСТ 25271), DIN/ISO 3219, ГОСТ 29226, ГОСТ 52249 (GMP). Оснащен встроенным термодатчиком, таймером, данные выводятся на ЖК- дисплей. Результаты и их обсуждение После обработки экспериментальных данных были получены зависимости динамической вязкости от скорости сдвига при различных значениях температуры. Неньютоновский характер поведения нефти обуславливается наличием в ней распределенных частиц парафина. Для описания реологического поведения нефти использовалось степенное уравнение. На рис. 1 представлены результаты экспериментальных измерений напряжения сдвига в зависимости от скорости сдвига. Как видно из расположения кривых, поведение исследуемой жидкости становится близким к ньютоновскому, а разность между восходящими и нисходящими ветвями для свидетельствует о тиксотропных свойствах жидкости. Рис. 1 - Экспериментальные графики зависимостей напряжения сдвига от скорости сдвига для различных температур: кривые 1 и 2 при температуре восходящие и нисходящие кривые, соответственно; 3 и 4 – при температуре T_1 ; 5 и 6 – при температуре T_2 ; 7 и 8 – при температуре T_3 ; 9 и 10 – при температуре T_4 . Обработка результатов вискозиметрических экспериментов для высокопарафинистой нефти Будем считать, что зависимость вязкости от скорости сдвига и температуры может быть представлена в виде $\eta = \frac{A}{\dot{\gamma}^n} \exp\left(\frac{B}{T}\right)$, где A – реологические константы- энергия активации вязкого течения; Дж/(моль·К) – универсальная газовая постоянная. Полагая $A = A_0 \exp\left(\frac{B}{T_0}\right)$, тогда получим $\eta = \frac{A_0}{\dot{\gamma}^n} \exp\left(\frac{B}{T} - \frac{B}{T_0}\right)$; (1) - некоторая температура (в нашем случае выберем). Коэффициент определяет консистенцию при температуре. Прологарифмируем выражение (1) (2) и введем следующие

обозначения η ; γ . (3) Тогда (3) можно записать как (4) В результате эксперимента были получены ряд значений вязкости при различных значениях γ и T , где. По этим данным определим соответствующие величины η , γ . Для определения неизвестных коэффициентов применим метод наименьших квадратов и составим функцию. (5) Найдем неизвестные из условия минимума функции. Для этого найдем частные производные функции η ; (6) γ ; (7) γ ; (8) Точку локального минимума функции найдем из условий равенства нулю частных производных функции, получим (9) Преобразуем (9) к виду (10) Будем рассматривать (10) как систему трех уравнений с тремя неизвестными, решаемую методом Крамера. В результате получим следующие значения параметров модели для прямой последовательности испытаний 1) η ; γ ; для обратной последовательности испытаний 2) η ; γ ; среднеквадратичная погрешность составляет На графике рис.2. представлены экспериментальные точки и аппроксимирующая зависимость для восходящей и нисходящей зависимостей. Рис. 2 - Зависимость динамической вязкости от скорости сдвига при $T = 230^\circ\text{C}$ Экспериментальные точки: - восходящая зависимость; - нисходящая зависимость; теоретические результаты: сплошная линия –восходящая зависимость; пунктирная линия – нисходящая зависимость. Заключение Исследована зависимость динамической вязкости образца высокопарафинистой нефти от -скорости сдвига и температуры. Получена реологическая модель ее поведения с использованием степенного закона. Результаты данной работы могут быть использованы при проектировании и расчетах транспортировки нефти.