

Исследование температуры застывания водонефтяных эмульсий

М.Ю. Тарасов, К.Т.Н.,

Е.В. Портнягина

(ОАО «Гипротюменнефтегаз»,
Группа ГМС)

Адрес для связи: gtng@gtng.ru

Ключевые слова: нефть, водонефтяные эмульсии, температура застывания, парафин, асфальтены.

Одним из важных свойств нефтей и водонефтяных эмульсий является температура застывания, которая зависит от углеводородного состава нефти, главным образом от содержания в ней асфальтенов, смол и высокомолекулярного парафина (и церезинов), а также от их соотношения. Температура застывания продукции скважин является показателем, который должен учитываться при принятии проектных решений по выбору способов прокладки и систем обогрева нефтесборных и межпромысловых трубопроводов. Во многих случаях продукция скважин представляет собой устойчивые водонефтяные эмульсии, температура застывания которых может изменяться в зависимости от содержания воды.

Объект исследования

Проведены исследования зависимости температуры застывания водонефтяных эмульсий от содержания водной фазы для нефтей с различным соотношением основных структурообразующих компонентов: асфальтенов, смол и парафина. В таблице представлены физико-химические параметры нефтей, на основе которых готовились исследуемые водонефтяные эмульсии.

Для приготовления водонефтяных эмульсий в качестве водной фазы использовался имитат пластовой воды минерализацией 20 г/л, соответствующий по химическому составу пластовым водам месторождений Западной Сибири, а при приготовлении эмульсий Северо-Могдинского месторождения – пластовая вода минера-

Study of pour point of water-oil emulsions

M.Yu. Tarasov, E.V. Portnyagina
(Giprotyumenneftegaz OAO, HMS Group, RF, Tyumen)

E-mail: gtng@gtng.ru

Key words: oil, water-oil emulsions, pour point, paraffins, asphaltenes.

The results of experimental study of the pour point of water-oil emulsions are given. The dependences of the pour point on water content in emulsions for oils with different ratio of the basic structure forming components (asphaltenes, resins and paraffins) are obtained.

лизацией 140 г/л, соответствующая по химическому составу пластовой воде данного месторождения. На рис. 1 приведена зависимость динамической вязкости нефтей и полученных на их основе водонефтяных эмульсий от обводненности.

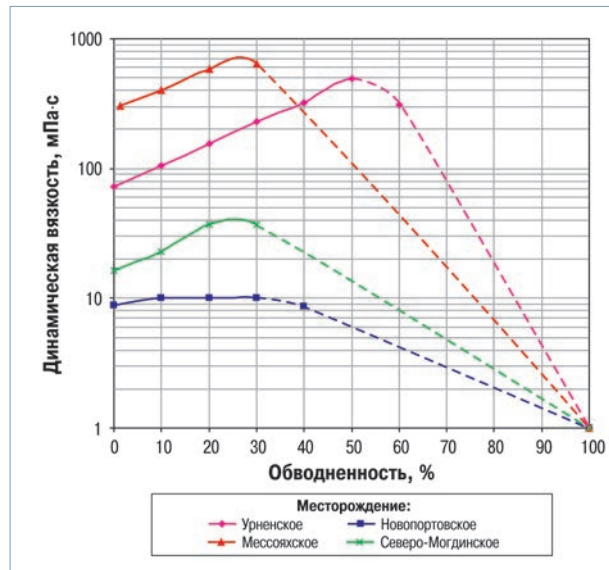


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости нефтей различных месторождений от обводненности при температуре 20 °С (штриховой линией обозначена область расслоения водонефтяных эмульсий)

Месторождение	Характеристика нефтей				
	Плотность при температуре 20 °С, кг/м ³	Температура застывания, °С	Массовое содержание, %		
			смол силикагелевых	асфальтенов	парафина
Урненское	888,7	-0,1	6,69	5,76	5,15
Новопортовское	855,0	-3,0	3,00	0,14	4,90
Мессояхское	944,3	-38,6	7,67	0,12	0,10
Северо-Могдинское	853,4	-34,7	8,3	0,54	2,58

Методика приготовления эмульсий и проведения исследований

Водонефтяные эмульсии готовились с использованием перемешивающего устройства ПЭ-8100. Режим приготовления подбирался таким образом, чтобы обеспечить дробление капель пластовой воды до размера 3-10 мкм, что соответствует дисперсности промышленных эмульсий. Частота вращения при перемешивании составляла 3000 мин⁻¹, время перемешивания – 10 мин, температура – 20-22 °С.

Температура застывания нефти и водонефтяных эмульсий определялась по методу фиксации потери подвижности образца жидкости при охлаждении его с заданной скоростью. Для определения температур текучести и застывания использовался лабораторный аппарат ЛАЗ-М. В процессе охлаждения жидкости в этом аппарате на поверхности исследуемой жидкости, помещенной в кювету, создавался контролируемый пневмоимпульс и фиксировалось перемещение поверхности. Отсутствие перемещения означало потерю подвижности. Формально данный аппарат предназначен для контроля качества нефти и нефтепродуктов по ГОСТ 20287, которым предусмотрено обезвоживание нефти перед измерением для исключения погрешности и обеспечения однородности образца. Поскольку температура застывания водонефтяных эмульсий не является показателем качества продукции, использование данного метода для исследования и оценки влияния обводненности на температуру застывания нефти представляется правомерным. Однако следует учитывать возможность возникновения неоднородности измеряемой среды из-за расслоения эмульсий в процессе измерения.

Для водонефтяных эмульсий однородность оценивается их стабильностью (устойчивостью) в течение времени определения температуры застывания. Стабильность приготовленных эмульсий перед измерением оценивали по отсутствию выделившейся свободной воды после статического отстоя пробы при температуре 20-22 °С в течение 120 мин.

Результаты исследований

Результаты определения температуры застывания нефти и водонефтяных эмульсий приведены на рис. 2, 3. Анализ полученных результатов показывает, что характер зависимости температуры застывания эмульсий от содержания в них воды обусловлен физико-химическими и эмульсионными свойствами нефти. Для нефти с высоким содержанием парафина и небольшим содержанием асфальтенов (Ново-Портовское месторождение) температура застывания эмульсий резко возрастает при содержании воды 10-20 % и затем с повышением содержания воды до точки расслоения эмульсий (30-40 %) незначительно снижается. Для нефти с высоким содержанием парафина и асфальтенов (Урненское месторождение) температура застывания эмульсий монотонно возрастает с увеличением содержания воды до точки расслоения эмульсий (50-60 %). Для нефти со средним содержанием парафина и асфальтенов (Северо-Могдинское месторождение) температура застывания эмульсий остается стабильной до содержа-

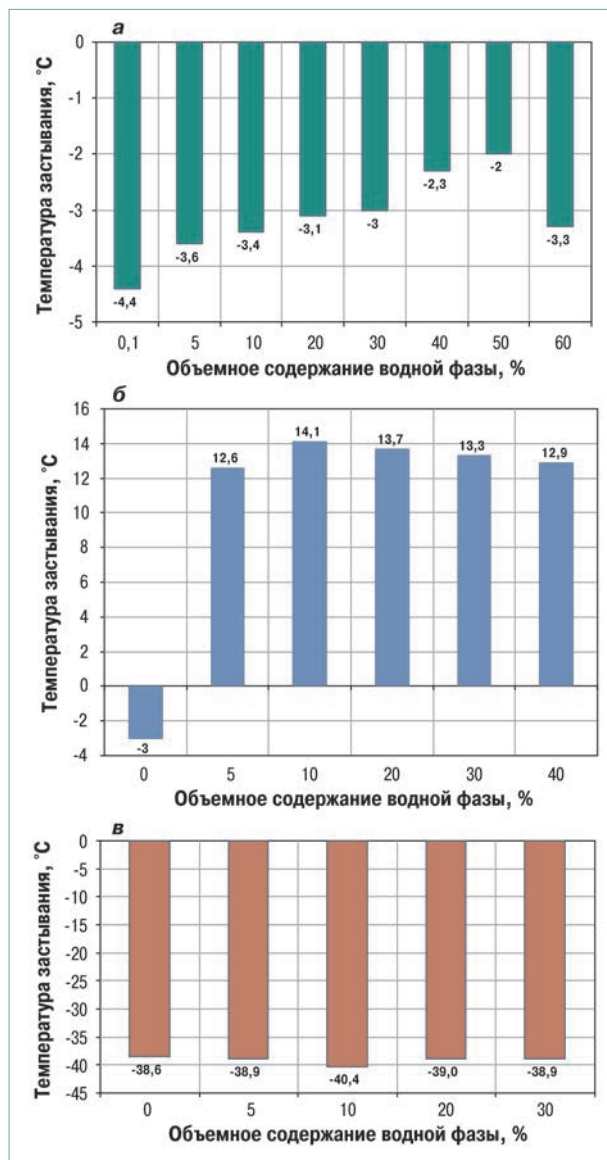


Рис. 2. Зависимость температуры застывания нефти и водонефтяных эмульсий Урненского (а), Новопортовского (б) и Мессояхского (в) месторождений от обводненности (без нагрева)

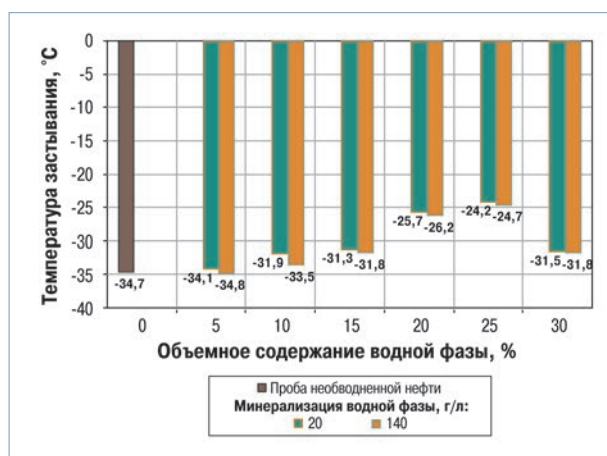


Рис. 3. Зависимость температуры застывания нефти и водонефтяных эмульсий Северо-Могдинского месторождения от содержания и минерализации водной фазы (без нагрева)

ния воды 10 %, а затем незначительно возрастает до точки расслоения эмульсий. Для нефти с незначительным содержанием парафина и асфальтенов (Мессояхское месторождение) температура застывания эмульсий снижается до точки расслоения эмульсий (20-30 %).

Различный характер полученных зависимостей можно объяснить перераспределением структурообразующих компонентов нефти между дисперсионной средой (нефтью) и межфазным слоем, формирующимся вокруг глобул воды. Ранее было показано, что в межфазных слоях, выделенных из нефтяной эмульсии, содержание асфальтенов возрастает по сравнению с таковым для нефти¹. Увеличение содержания асфальтеновых компонентов в межфазном слое обуславливает изменение соотношения между асфальтенами и парафином в дисперсионной среде в сторону повышения доли последних, а следовательно, ослабляет ингибирующее действие асфальтенов на структурообразование парафина. Поэтому для эмульсий, образованных парафиносодержащими нефтями, температура застывания повышается по сравнению с температурой застывания безводной нефти, причем характер зависимости может быть разным при различном соотношении содержания парафина и асфальтенов.

Для эмульсий, образованных малопарафинистыми нефтями, температура застывания несколько снижается по сравнению с температурой застывания безводной нефти либо остается близкой к этой температуре, что можно объяснить незначительным уменьшением количества структурообразующих компонентов в дисперсионной среде. Изменение минерализации водной фазы эмульсии (Северо-Могдинское месторождение) несущественно повлияло на характер зависимости температуры застывания эмульсии от содержания воды.

Таким образом, для большинства водонефтяных эмульсий температура застывания выше, чем у нефтяной фазы, причем с увеличением содержания воды температура застывания устойчивых эмульсий повышается. Это необходимо учитывать при принятии проектных решений по выбору систем сбора и транспорта обводненных нефтей.

¹Небогина Н.А., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Влияние содержания воды в нефти на формирование и реологические свойства водонефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 12. – С. 90-92.

¹Nebogina N.A., Prozorova I.V., Yudina N.V., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2008, no. 12, pp. 90-92.



Дорогие друзья!

Поздравляем вас с 50-летним юбилеем Тюменского проектного и научно-исследовательского института нефтяной и газовой промышленности им. В.И. Муравленко!

Начав свою деятельность еще в 1964 г, ОАО «Гипротюменнефтегаз» силами профессиональной команды специалистов высочайшего уровня успешно решает задачи комплексного проектирования и разработки эффективных технических решений для строительства нефтепромысловых объектов, изыскательского производства, научно-технического обеспечения отрасли.

На протяжении всей своей истории ваша организация имеет безупречную репутацию солидного партнера. Среди ваших заказчиков – крупнейшие нефтяные и газодобывающие компании России, а также ведущие профильные научно-исследовательские и проектные институты.

За годы сотрудничества с филиалом «Газпромнефть-Муравленко» вы, несомненно, зарекомендовали себя как профессионалы самой высокой пробы. Благодарим вас за плодотворную совместную работу и надеемся, что и в дальнейшем наши компании будут надежными и верными партнерами, а достойный труд и многолетний опыт работы будут опорой в достижении нашей общей цели – развития и процветания нефтегазодобывающей отрасли России. Пусть дорога к следующему юбилею будет насыщена новыми планами, творческими идеями и достижениями!

Примите наши искренние пожелания крепкого здоровья, профессиональных побед и дальнейшего стабильного развития предприятия!

Генеральный директор
«Газпромнефть-Муравленко»
В.В. Колотилин