

УДК 622.692.4.052:665.61.033.22

**ПОДБОР ИНГИБИТОРОВ С РЕГУЛИРУЕМЫМИ СВОЙСТВАМИ
ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫПАДЕНИЯ ПАРАФИНА ПРИ
ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТЕЙ РАЗЛИЧНОЙ ВЯЗКОСТИ**

¹П.Н. Шадрина, ¹Л.Е. Ленченкова, ²А.И. Волошин

¹ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

²ООО «РН-УфаНИПИнефть»

**SELECTION OF INHIBITORS WITH CONTROLLED PROPERTIES
TO PREVENT PARAFFIN SEDIMENTATION WHILE
TRANSPORTATION OF DIFFERENT-VISCOSITY CRUDE OILS**

¹P.N. Shadrina, ¹L.E. Lenchenkova, ²A.I. Voloshin

¹Ufa State Oil Technical University

²ООО RN UfaNIPIneft

E-mail: 4334354@mail.ru

Аннотация. При подготовке товарной нефти и последующей её сдачи в систему ООО «Лукойл-Коми» с пункта сбора продукции «Харьяга» возникает ряд проблем, связанных с поступлением нефти различной вязкости с трёх месторождений. Так, нефть Колвинского и Инзырейского месторождений относится к высоковязким и высокопарафинистым, а Средне-Харьгаинского к маловязким и среднепарафинистым. При транспортировке нефтей данных месторождений в смеси возникают определённые трудности, связанные с их совместной транспортировкой. При движении вязкой нефти в рассматриваемой системе нефтесбора предусмотрены пункты её подогрева. Для снижения энергетических затрат связанных с транспортировкой нефти, периодически практикуется остановка промежуточных пунктов подогрева. Для обеспечения транспортировки нефти в указанных осложнённых условиях необходимо

осуществлять подбор ингибиторов обеспечивающих предотвращение выпадение парафина на стенках трубопровода. Для решения данной задачи были выполнены исследования реологии нефтей указанных месторождений, проведён подбор депрессорных присадок и деэмульгаторов. Выявление данных проблем и пути их решения в т.ч. поиск депрессорных присадок и деэмульгаторов позволяющих регулировать вязкостные свойства, температуру застывания нефти и позволяют снижать перепады давления, тем самым обеспечивая её течение по системе трубопроводов без осложнений.

В работе приведены результаты лабораторных исследований взаимовлияния ингибиторов парафиноотложений в присутствии деэмульгаторов и депрессорных присадок отдельно для нефтей Колвинского, Инзырейского и Средне-Харьягинского месторождений, а также их смесей в различных массовых соотношениях. Процесс деэмульсации нефти моделировали в соответствии с реальными условиями подготовки нефти на пункте сбора нефти. В качестве деэмульгатора был использован реагент марки ДИН-2Д в дозировке 46г/т. Влияние деэмульгаторов на эффективность ингибиторов АСПО тестировалось методом «холодного стержня». В ходе исследований было установлено, что образцы деэмульгаторов ДИН-2Д и СНПХ-4460 повышают действие ингибитора в среднем на 2-4 пункта. Причём указанные результаты наблюдаются при обводненности продукции скважин до 10%. Влияние депрессоров на качество продукции (обезвоженной нефти) при её подготовке оценивали путём сравнения с результатами, полученными при отсутствии депрессора. Установлено не значительное влияние деэмульгатора на температуру потери текучести нефти. При этом взаимовлияние деэмульгаторов и депрессоров не существенно, т.е. действие последних деэмульгаторы усиливают не значительно.

Abstract. Interaction between paraffin inhibitors and demulsifiers and pour point depressants was studied using oil samples from Kolvinskoe, Inzyreiskoye, and Sredne-Kharyaginskoye fields and mixtures thereof in different mass ratios. Laboratory testing was conducted under test conditions simulating real field treatment facilities. DIN-2D was used as a demulsification agent with a concentration of 46 grams per ton. A “cold rode” method was used to assess the effect of demulsifiers on paraffin inhibitors performance. It was found that DIN-2D and SNPH-4460 demulsifiers improve the efficiency of paraffin inhibitors 2-4-fold. These results were obtained for wellstream with max watercut of 10%. The effect of pour point depressants on dehydrated oil was also evaluated. The demulsifier effect on pour point temperature is insignificant, as well as interaction between demulsifiers and pour point depressants.

Ключевые слова: высоковязкие нефти, асфальтосмолопарафиновые отложения, водонефтяные эмульсии, реологические характеристики нефти, деэмульгаторы, депрессорные присадки, ингибиторы парафиноотложений, кривые течения.

Key words: high-viscosity oil, asphalt, resin, and paraffin deposits, water-oil emulsions, rheological characteristics of oil, demulsifies, pour point depressant, paraffin inhibitors, flow curves

Введение. Как известно добыча, сбор и транспортировка высовязких и высокозастывающих нефтей осложнены образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Оптимальными способами предотвращения образования последних остаются химические методы, основанные на применении композиций химических реагентов

содержащих депрессаторы температуры застывания и понизителей эффективной вязкости нефти.

Также серьезной проблемой при добыче и транспортировки нефти является образование высоковязких водонефтяных эмульсий, образующихся после глушения скважин жидкостями, содержащими соли кальция при капитальном ремонте скважин. Исследования [1] показали, что для полного разрушения вязких эмульсий растворителями необходимо использовать значительный объём последних. Причём расход растворителей может в несколько раз превышать объём непосредственно самой эмульсии. Вследствие этого, вместе с растворителями применяют деэмульгаторы. Кроме того, образование эмульсий заметно снижает фазовую проницаемость для нефти. Применение растворителя с добавкой деэмульгатора позволяет значительно восстанавливать фазовую проницаемость. Экспериментальные данные зависимости эффективной вязкости эмульсии от скорости сдвига при добавке деэмульгатора в эмульсию свидетельствуют о снижении вязкости эмульсии.

Перспективным направлением предотвращения образования АСПО рассмотрено применение химических реагентов, в основе действия которых лежат адсорбционные процессы на границе раздела двух сред, т.е. между жидкой и твёрдой фазами.

Механизм действия подобных смачивающих реагентов заключается в образовании на твердой поверхности гидрофильной защитной плёнки, которая препятствует образованию кристаллов парафина, в последующем выносит последние вместе с потоком нефти. Однако, в промышленных условиях следует предварительно очистить поверхность нефтепромыслового оборудования от отложений АСПО и только после этого возможно использование реагентов-смачивателей. Для этих целей используют депрессаторы, позволяющие удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии. Механизм действия депрессаторов основан на

ослаблении процессов укрупнения кристаллов парафина, замедлении процессов агрегации и образования конгломератов путем установления связей между молекулами депрессаторы и парафина. Диспергирующую и растворяющую способность растворителей определяют посредством растворения образца АСПО в статических или динамических условиях с установлением потери массы образца на металлической поверхности за фиксированное время отмыва АСПО. При условии, если растворитель обладает диспергирующей способностью, то более интенсивно удаляются отложения АСПО с поверхности так как следствие последний выносятся на поверхность.

Большая часть ингибиторов предотвращающих образование АСПО обладают деэмульгирующими свойствами, т.е. препятствуют образованию водонефтяных эмульсий. Для данных целей применяют различные поверхностно-активные вещества, механизм действия которых основан на замедлении образования АСПО путём регулирования реологических характеристик нефти, а именно снижая температуру застывания нефти и её вязкость. Подобный подход позволяет уменьшить периодичность ввода ингибитора в 5-6 раз и достигается за счёт модификации молекул парафина ингибитором- деэмульсатором, который проникая в кристаллическую решётку отложений АСПО, предотвращает их рост.

Представляют несомненный интерес установление закономерностей влияния деэмульгаторов и депрессаторов на реологические свойства высоковязких и маловязких нефтей и, особенно, на их смеси. В данной работе приведены результаты подбора эффективных ингибиторов АСПО отдельно для нефтей Колвинского, Инзырейского и Средне Харьягинского месторождений, а также их смесей при условии совместного сбора в системе подготовки нефти. Уточнено влияние различных деэмульгаторов на реологические характеристики нефти и их совместимость с депрессорными присадками. Кроме того, установлена зависимость

изменения эффективной динамической вязкости смеси нефтей указанных месторождений от скорости сдвига в отсутствии депрессоров и при их присутствии.

Экспериментальная часть

Для проведения исследований по взаимному влиянию деэмульгаторов и депрессоров использовались высоковязкие нефти Колвинского и Инзырейского месторождений и маловязкая нефть Средне Харьягинского месторождения. Для экспериментов приготавливали искусственную эмульсию, имитирующую поток, входящий на пункт сдачи нефти (ПСН) «Мусюршор». Содержание воды в искусственной эмульсии составляло 56 %. В качестве воды использовали аналог попутно-добываемой воды, состав которой приведен в табл. 1.

Таблица 1

Состав попутно- добываемой воды

Концентрация катионов и анионов в мг/л							
Ca^{2+}	Mg^{2+}	$\text{Na}^{+}+\text{K}^{+}$	SO_4^{2-}	Cl^{-}	HCO_3^{-}	Ba^{2+}	Sr^{2+}
2844	708	18486	261	35334	220	-	106

Эксперименты проводили на смесях нефтей в следующих вариантах: нефть Колвинского месторождения в смеси с нефтью Инзырейского и Средне Харьягинского месторождений в массовых соотношениях 33,3:33,3:33,4; 38:15:47; 59:8:33 и 58:7:35.

Процесс деэмульсации смесей нефти моделировали в соответствии с реальными условиями подготовки нефти на ПСН «Мусюршор» В качестве деэмульгатора использовали реагент марки ДИН-2Д в дозировке 46 г/т. Деэмульгатор дозировали в граммах на тонну нефти. Реагент дозировали в нефтяную эмульсию при температуре 40 °С, соответствующей температуре входящего на ПСН потока. Перемешивали, нагревали эмульсию до 65 °С и

ставили на отстой при этой температуре на 4 часа. Отделение воды из эмульсии фиксировали каждые 30 минут.

Начальную обводнённость исходных нефтей определяли методом центрифугирования, а содержание воды в смесях рассчитывали (в некоторых случаях для сравнения определяли содержание воды в смесях методом центрифугирования, при этом значения расчетные и экспериментальные практически совпадали).

Влияние депрессоров на подготовку нефти в целом оценивали в сравнении с обезвоживанием нефти в отсутствии депрессоров.

Оценку полноты обработки эмульсии деэмульгатором осуществляли с помощью кривых кинетики отстоя, которые отражают относительное количество выделяющейся воды при отстаивании эмульсии в режиме статического отстоя.

Режим статического отстоя является экспресс-методом и позволяет оценить эффективность деэмульгаторов в сравнении - чем выше скорость отделения воды и больше её отделяемый объём, тем эффективней деэмульгатор. Рассчитанное количество реагента (в товарной форме) микрошприцом дозировали в объём эмульсии. Значения остаточной обводнённости рассчитывали и дополнительно определяли экспериментально методом центрифугирования.

Влияние деэмульгаторов на технологические свойства депрессоров оценивали по температуре застывания нефти и по влиянию деэмульгаторов на реологические свойства нефти в присутствии депрессоров. В качестве депрессоров использовали наиболее эффективные ДПП-1 и Flexoil WM 1740, выявленные ранее в ходе лабораторных исследований.

Результаты экспериментов показали, что депрессоры в рабочих дозировках в водонефтяной эмульсии смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне Харьгинского месторождений в исследуемых соотношениях не препятствует процессу деэмульсации. Более того,

присутствие депрессорных присадок незначительно ускоряет процесс деэмульсации. Отделяемая вода более качественная, что видно из фотографии после 1,5 часового отстоя эмульсии в присутствии 100 г/т депрессора Flexoil WM 1740 (рис. 1). Аналогичные результаты получены для ДПП-1.



Рис. 1. Влияние депрессора Flexoil WM 1740 на отделение воды смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне Харьягинского месторождений

Влияние деэмульгаторов на температуру потери текучести определяли стандартным методом. Для этого в смесь нефти вводили деэмульгаторы в дозировке 50 г/т. Концентрация депрессоров варьировалась для ДПП-1 от 500 до 3000 г/т, а для Flexoil WM 1740 от 40 до 150 г/т. Результаты сравнивались с температурами замерзания в отсутствии деэмульгаторов. В качестве деэмульгаторов использовали ДИН – 2Д и СНПХ-4460. Результаты определения температуры потери текучести представлены в табл. 2. Зависимости температуры замерзания смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне Харьягинского месторождений от концентрации депрессорных присадок ДПП-1 и Flexoil WM 1740 представлены на рис. 2 и 3.

Таблица 2

Температуры потери текучести (застывания) смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне Харьягинского месторождений в отсутствии и в присутствии деэмульгаторов

Смесь нефти	Концентрация депрессора, г/т	Температура замерзания без деэмульгатора, °С	Температура замерзания с 50 г/т ДИН-2Д, °С	Температура замерзания с 50 г/т СНПХ – 4460, °С
Депрессор ДПП-1				
33,3: 33,3:33,4	0	11	11	11
	500	1	0,5	1
	1000	-3	-3	-3
	1500	-5	-5,5	-6
	3000	-8	-8,5	-8
38:15:47	0	7	7	7
	500	-2	-2	-2
	1000	-4	-4	-4
	1500	-9	-9	-9
	3000	-11	-12	-12
59:8:33	0	11,5	12	12
	500	0,5	1	1
	1000	-2	-2	-2,5
	1500	-5	-5	-5
	3000	-7,5	-8	-8
58:7:35	0	11	11	11
	500	1	0	0
	1000	-3	-3,5	-3
	1500	-5	-6	-6
	3000	-9	-10	-10
Депрессор Flexoil WM 1740				
33,3: 33,3:33,4	40	0	0	0
	100	-4	-4	-4
	150	-2	-2	-2
38:15:47	40	-2	-2	-2
	100	-6	-5	-5
	150	-4	-3	-4
59:8:33	40	0	0	0
	100	-4	-4	-4
	150	-2	-2	-2
58:7:35	40	0	0	0
	100	-4	-4	-4
	150	-2	-3	-3

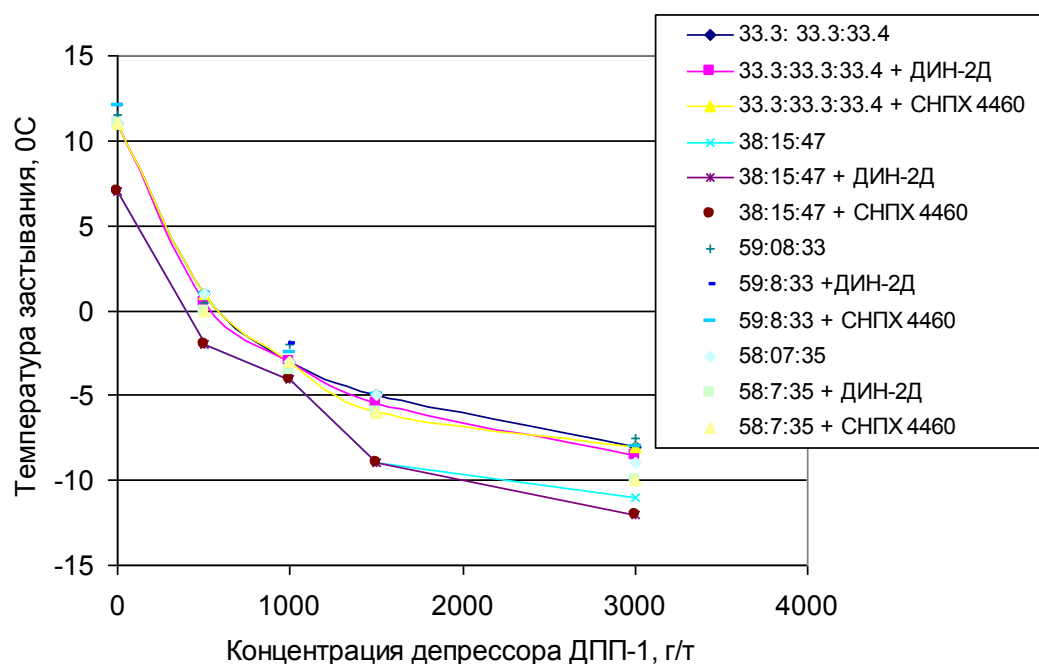


Рис. 2. Зависимость температуры замерзания смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне Харьгагинского месторождений от концентрации депрессорной присадки ДПП-1.

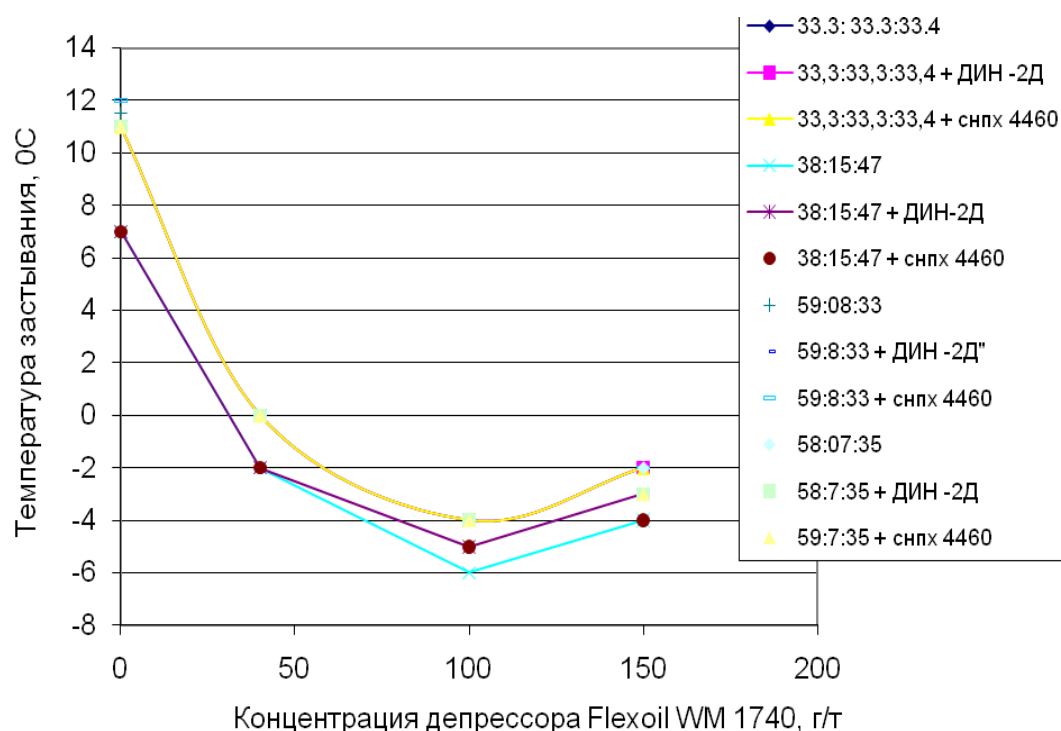


Рис. 3. Зависимость температуры замерзания смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне Харьгагинского месторождений от концентрации депрессорной присадки Flexoil WM 1740.

Влияние деэмульгаторов на реологические свойства смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне Харьгинского месторождений исследовали используя сдвиговый тест. В качестве модели нефти использовали смесь состава 59:7:35, соответственно для нефти Колвинского, Инзырейского и Средне Харьгинского месторождений. Влияние исследовали для температуры 5 и 10 °С при концентрациях депрессоров ДПП-1 – 3000 г/т, Flexoil WM 1740 – 100 г/т. Контрольные тесты проводили без эмульгатора. Результаты исследований представлены на рис. 4 и 5.

По результатам сдвигового теста, очевидно, что деэмульгатор ДИН-2Д практически не оказывает влияние на реологическое поведение смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне Харьгинского месторождений при температурах 5 и 10 °С.

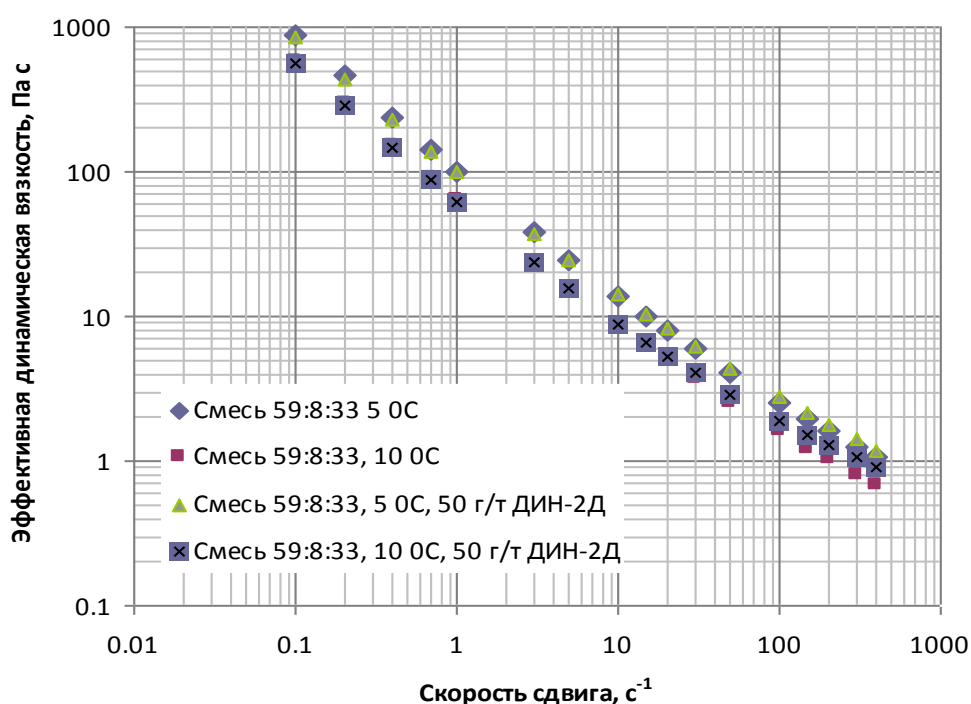


Рис. 4. Влияние деэмульгатора ДИН-2Д на эффективную динамическую вязкость смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне Харьгинского месторождений в отсутствии депрессора.

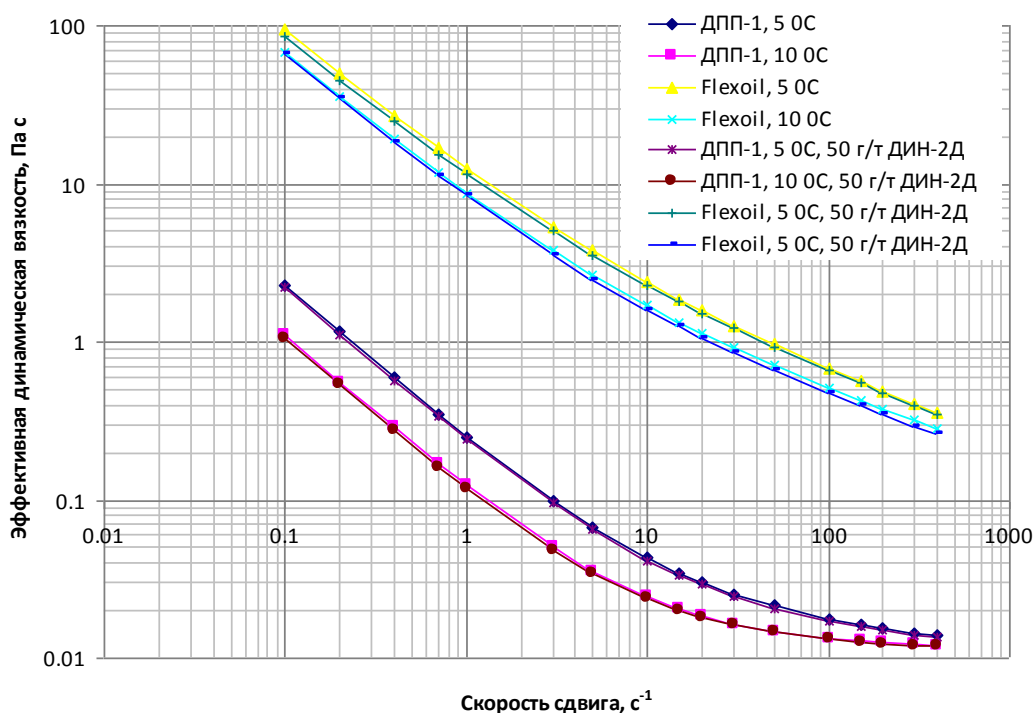


Рис. 5. Влияние деэмульгатора ДИН-2Д на эффективную динамическую вязкость смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне Харьгинского месторождений в присутствии депрессоров ДПП-1 и Flexoil WM 1470.

Сдвиговый тест в присутствии депрессоров нефти также показывает отсутствие отрицательного влияния деэмульгаторов, скорее следует говорить о систематическом незначительном снижении вязкости нефти в присутствии деэмульгатора ДИН-2Д. Очевидно, то, что другие деэмульгаторы исходя из общей природы действующих веществ, так же не должны оказывать негативного влияния на реологию нефти.

Методом «холодного стержня» были протестировано влияние деэмульгаторов на эффективность ингибиторов АСПО, формирующуюся из смеси нефти. Было обнаружено, что деэмульгаторы ДИН-2Д и СНПХ 4460 увеличивают эффективность действия ингибиторов в среднем на 2 - 4 пункта. Итоговые результаты тестирования приведены в табл. 3. Отметим, что введение воды в нефть (10% обводненности) увеличивает эффективность на 4-5 %. При обводненности свыше 10% этот эффект исчезает.

Таблица 3

Эффективность ингибиторов АСПО, влияние деэмульгаторов на эффективность ингибиторов АСПО.

Реагент	Эффективность ингибирования при различных концентрациях				
	200 г/т	200 г/т + 50 г/т ДИН-2Д	200 г/т + 50 г/т СНПХ 4460	нефть 10% обвод, 200 г/т + 50 г/т ДИН-2Д	нефть 15% обвод, 200 г/т + 50 г/т ДИН-2Д
СНПХ – 7920	67	68	68	72	66
НХТ-И	71	72	74	74	69
ДПП-1	73	75	75	77	72
Прошинор AP 104	68	68	69	73	69
Прошинор AP 114	69	71	72	74	68
Прошинор AP 355	70	71	71	71	71

Выводы.

1. Влияние деэмульгаторов на температуру потери текучести практически отсутствует. Незначительное снижение температуры застывания находится в пределах ошибки эксперимента. Тем не менее, можно сделать вывод о том, что деэмульгаторы незначительно усиливают действие депрессоров.
2. Деэмульгаторы не оказывают негативного влияния на реологические свойства нефти, как в отсутствии депрессоров, так и в присутствии оптимальных дозировок депрессоров.
3. Деэмульгаторы увеличивают эффективность ингибиторов парафиноотложений, особенно при обводнённости до 10%.

Список литературы

1. Артемьев В.Н., Госсман В.Р., Потапов А.М. Восстановление продуктивности добывающих скважин воздействием на призабойную зону нефтяными растворителями// Нефтяное хозяйство.- февраль, 1994. С. 56-60.
2. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т., Хамидуллин Р.Ф., Шарифуллин В.Н. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2006. № 6. С. 19 - 24.
3. Рогачев М.К., Кондрашева Н.К. Реология нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие. Уфа: УГНТУ, 2000. 89 с.
4. Муфтахов Е.М. Реологические свойства нефтей и нефтепродуктов: учеб. пособие. Уфа: УГНТУ, 2001. 76 с.
5. Юрпалов И.А., Драчева Г.Ю., Глущенко В.Н. Практика применения метода холодного контакта для подбора ингибиторов асфальтеносмолопарафиновых отложений из нефти / Сб. Проблемы и перспективы развития химической промышленности на Западном Урале / Тр. Ин-та ПГТУ. Т.1, 2005. С. 258-262.
6. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2011. № 1. С. 261-284 URL: http://www.ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf

Сведения об авторах

Шадрина Полина Николаевна, аспирант, кафедра «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: 4334354@mail.ru

Ленченкова Любовь Евгеньевна, доктор технических наук, профессор, кафедра «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: LenchenkovaL@mail.ru

Волошин Александр Иосифович, доктор химических наук, профессор, эксперт по осложнениям в добыче нефти, ООО «РН-УфаНИПИнефть», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: 4334354@mail.ru

Authors

P.N. Shadrina, PhD candidate, Reservoir Engineering Chair at Ufa State Oil Technical University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

E-mail: 4334354@mail.ru

L.E. Lenchenkova, Dr.Sc., Professor of Reservoir Engineering Chair at Ufa State Oil Technical University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

E-mail: LenchenkovaL@mail.ru

A.I. Voloshin, Dr.Sc. (Chem.), Prof., Expert on oil production problems, ООО RN UfaNIPIneft, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

E-mail: 4334354@mail.ru

Шадрина Полина Николаевна

450062, Российская Федерация, Республика Башкортостан

г.Уфа, ул. Космонавтов, 1

Тел.: +7 (917) 433-43-54

E-mail: 4334354@mail.ru