

УДК 622.276

**МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ФАЗОВОЙ
СТАБИЛЬНОСТИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ФЛЮИДОВ ПРИ
ДОБЫЧЕ, ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ**

**METHODICAL ASPECTS OF PHASE STABILITY OILFIELD FLUID
DURING PRODUCTION, TRANSPORTATION
AND TREATMENT SYSTEM**

Шадрина П.Н., Фархутдинова Л.И., Волошин А.И., Ленченкова Л.Е.

**ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», г. Уфа, Российская Федерация**

P.N. Shadrina, L.I. Farhutdinova, A.I. Voloshin, L.E. Lenchankova

**FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”,
Ufa, the Russian Federation**

e-mail: 4334354@mail.ru

Аннотация. При подготовке товарной нефти и последующей её сдаче 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-Харьгинского 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 выпадения 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%. Установлено незначительное влияние деэмульгатора на температуру потери текучести нефти.

Abstract. When the crude oil from the Hariaga transfer facility is being processed and is subsequently transported to LLC «Lukoil –Komi», a couple of problems are emerged, these problems correspond to the mixing of oils with different viscosities. Crude oils from Kolvinskoe and Inzyrejskoe oil fields are characterised with high viscosity and high concentration of paraffin, in contrary, the crude oil from the Sredne-Har'jaginskoe oil field has low viscosity and contains an average concentration of paraffin. While transporting the oil these

fields in the mixture there are certain difficulties associated with their joint transportation. At movement viscous oil in the considered system of oil gathering provided points its pre-heating. In order to reduce the energetic costs during the transport of oil is practiced periodic shutoff of the pre-heating systems. In order to transport crude oil in such conditions, it is also necessary to apply paraffin inhibitors which prevent a paraffin precipitation on the surface of pipelines. For solving this problem, a series of rheological experiments was carried out with the crude oils from the oil fields mentioned above, were selected demulsification agents and pour-point depressants. Identification of these problems and ways of solutions, including search demulsification agents and pour-point depressants allowing control viscosity properties, pour point oil, allow to reduce pressure differences, thereby providing its flowing at pipeline system without complications.

The paper presents results of laboratory tests mutual interference wax inhibitors in the presence of demulsification agents and pour point depressants was separately studied for the conditions of Kolvinskoe, Inziriiskoe and Sredne-Hariaginskoe oil fields. The process of demulsification was modeled according to the conditions of oil treatment facilities. DIN-2D was used as a demulsification agent with the concentration of 46 g/t. The influence of demulsification agents together with wax agents was studied in accordance with a “cold rode” method. As the result of the study it was shown, that the samples of demulsification agents DIN-2D and SNPH-4460 improve the efficiency of the inhibitor by 2-4 times. And these results are observed in water production wells up to 10%. It was established that there is insignificant influence of demulsification agents on the temperature of the oil’s mobility loss.

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

Key words: high viscosity oil, asphaltene deposits, water-oil emulsions, rheological characteristics oil, demulsifiers, chemical additive, paraffin inhibitors, flow curves.

Введение

Как известно добыча, сбор и транспортировка высоковязких и высокозастывающих нефтей осложнены образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Оптимальными способами предотвращения образования последних остаются химические методы, основанные на применении композиций химических реагентов, содержащих депрессоры температуры застывания и понизители эффективной вязкости нефти.

Также серьезной проблемой при добыче и транспортировке 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 объем последних. При этом расход растворителей может в несколько раз превышать объем 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.

В качестве перспективного направления 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 нетвёрдой поверхности гидрофильной защитной плёнки, которая препятствует образованию кристаллов парафина, в последующем выносит их вместе с потоком нефти [2]. 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 депрессатора 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 и, как следствие, последний выносится на поверхность.

Большая часть ингибиторов, предотвращающих образование АСПО, обладает деэмульгирующими свойствами, т.е. препятствуют образованию водонефтяных эмульсий. Для данных целей применяют различные поверхностно-активные вещества [3]. Механизм действия которых основан на замедлении образования АСПО путём регулирования реологических характеристик нефти, а именно, снижая температуру застывания нефти и её вязкость [4]. 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.

Представляет 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 отсутствие 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 таблице 1.

Таблица 1. Состав попутно-добываемой воды

Концентрация катионов и анионов в мг/л							
Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +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 отсутствие 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 [5]. 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-Харьягинского 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. Аналогичные результаты получены для ДПП-1.



Рисунок 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 таблице 2. Зависимости температуры замерзания смеси нефти Колвинского,

Инзырейского и Средне-Харьягинского месторождений от концентрации депрессорных присадок ДПП-1 и Flexoil WM 1740 представлены на рисунках 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

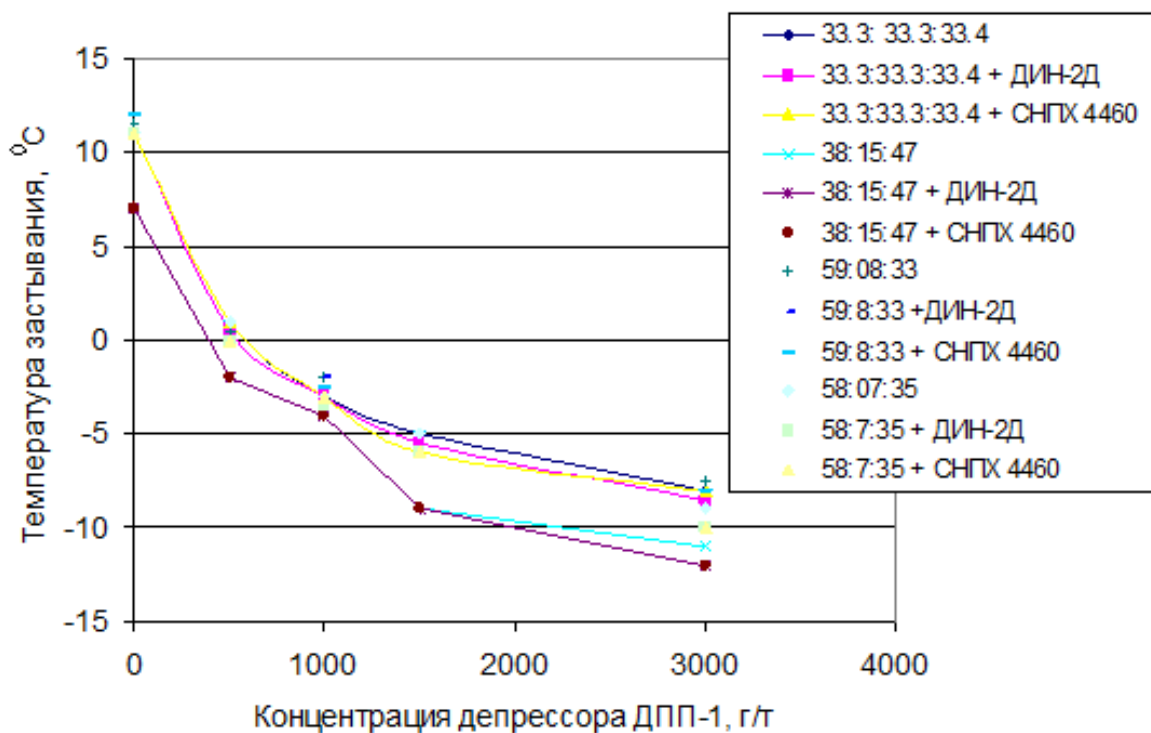


Рисунок 2. Зависимость температуры замерзания смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне-Харьягинского месторождений от концентрации депрессорной присадки ДПП-1

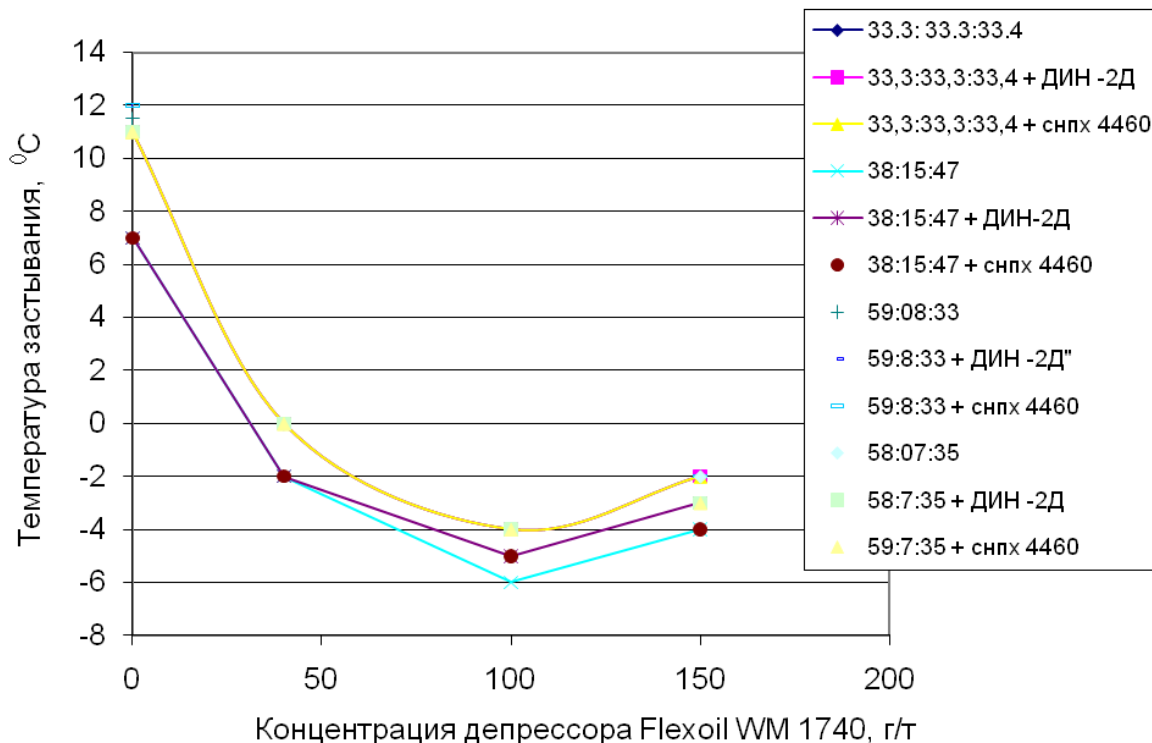


Рисунок 3. Зависимость температуры замерзания смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне-Харьягинского месторождений от концентрации депрессорной присадки Flexoil WM 1740

Влияние деэмульгаторов на реологические свойства смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне-Харьягинского месторождений исследовали, используя сдвиговый тест. В качестве модели нефти использовали смесь состава 59:7:35, соответственно для нефти Колвинского, Инзырейского и Средне-Харьягинского 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 рисунках 4 и 5.

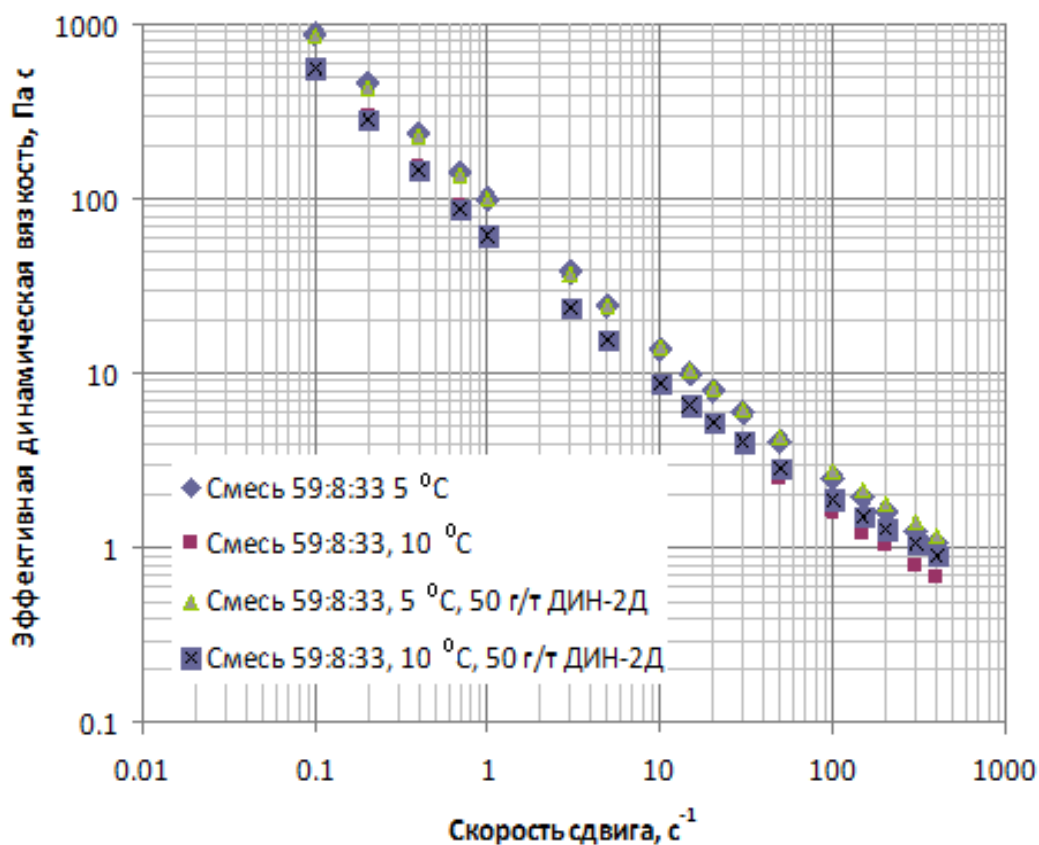


Рисунок 4. Влияние деэмульгатора ДИН-2Д на эффективную динамическую вязкость смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне-Харьягинского месторождений в отсутствии депрессора

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

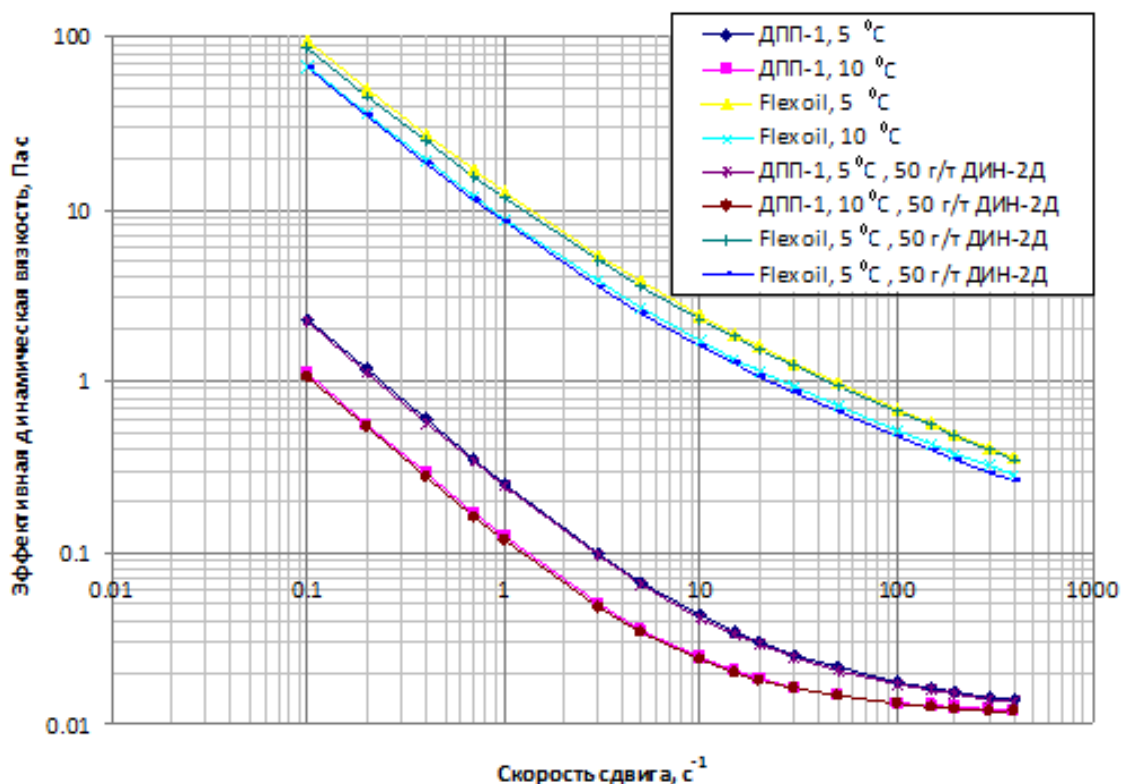


Рисунок 5. Влияние деэмульгатора ДИН-2Д на эффективную динамическую вязкость смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне-Харьягинского месторождений в присутствии депрессоров ДПП-1 и Flexoil WM 1470

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, также не должны оказывать негативного влияния на реологию нефти.

Методом «холодного стержня» [6] было 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 таблице 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
Прошинон АР 104	68	68	69	73	69
Прошинон АР 114	69	71	72	74	68
Прошинон АР 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 используемых источников

1 Артемьев В.Н., Госсман В.Р., Потапов А.М. Восстановление продуктивности добывающих скважин воздействием на призабойную зону нефтяными растворителями // Нефтяное хозяйство.1994. №1. С. 56-60.

2 Особенности состава и строения нефтяных отложений / А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, А.Т. Сулейманов, Р.Ф. Хамидуллин, В.Н. Шарифуллин // 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 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. 268-284 URL: http://www.ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf

6 Юрпалов И.А., Драчева Г.Ю., Глущенко В.Н. Практика применения метода холодного контакта для подбора ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений из нефти: сб. Проблемы и перспективы развития химической промышленности на Западном Урале: тр. ПГТУ. 2005. Т.1. С. 258-262.

References

1 Artem'ev V.N., Gossman V.R., Potapov A.M. Vosstanovlenie produktivnosti dobyvajushhih skvazhin vozdejstviem na prizabojnuju zonu neftjanymi rastvoriteljami // Neftjanoe hozjajstvo.1994. №1. S. 56-60. [in Russian].

2 Osobennosti sostava i stroenija neftjanyh otlozhenij / A.V. Sharifullin, L.R. Bajbekova, A.T. Sulejmanov, R.F. Hamidullin, V.N. Sharifullin // Tehnologii nefti i gaza. 2006. № 6. S. 19-24. [in Russian].

3 Rogachev M.K., Kondrasheva N.K. Reologija nefti i nefteproduktov: ucheb. posobie. Ufa: UGNTU, 2000. 89 s. [in Russian].

4 Muftahov E.M. Reologicheskie svojstva neftej i nefteproduktov: ucheb. posobie. Ufa: UGNTU, 2001. 76 s. [in Russian].

5 Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asfal'tosmoloparafिनovyе otlozhenija v processah dobychi, transporta i hranenija // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. 2011. № 1. S. 268-284 URL: http://www.ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf [in Russian].

6 Jurpalov I.A., Dracheva G.Ju., Glushhenko V.N. Praktika primenenija metoda holodnogo kontakta dlja podbora ingibitorov asfal'tenosmoloparafिनovyh otlozhenij iz nefti: sb. Problemy i perspektivy razvitija himicheskoj promyshlennosti na Zapadnom Urale: tr. PGТУ. 2005. T.1. S. 258-262. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Шадрина П.Н., аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

P.N. Shadrina, Post-graduate Student of the Chair “Development and Operation of Oil and Gas Fields”, FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

e-mail: 4334354@mail.ru

Фархутдинова Л.И., аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

L.I. Farhutdinova, Post-graduate Student of the Chair “Development and Operation of Oil and Gas Fields”, FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

Волошин А.И., д-р хим. наук, эксперт по осложнениям в добыче нефти
ООО «РН-УфаНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

A.I. Voloshin, Doctor of Chemical Sciences, Expert on Complications in Oil
Production LLC "RN-UfaNIPIneft", Ufa, the Russian Federation

Ленченкова Л.Е., д-р техн. наук, профессор кафедры «Разработка и
эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ,
г. Уфа, Российская Федерация

L.E. Lenchenkova, Doctor of Engineering Sciences, Professor of the Chair
"Development and Operation of Oil and Gas Fields ", FSBEI NPE USPTU, Ufa,
the Russian Federation