



СОВМЕСТНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕРМИЧЕСКИХ И ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ

П.А.Ревель-Муроз, Р.Н.Бахтизин, Р.М.Каримов*, Б.Н.Мастобаев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Joint Usage of Thermal and Chemical Stimulation Technique for Transportation of High Viscosity and Congealing Oils

P.A.Revel-Muroz, R.N.Bakhtizin, R.M.Karimov, B.N.Mastobaev

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Abstract

The article summarizes the results of research and theoretical ideas on the influence of high-molecular components on oil rheology and formation of asphaltene-resin-paraffin deposits. The industrial experience and the results of laboratory studies of the depressor efficiency and inhibitory ability of the reagents are considered in their use in commercial oils, depending on the pumping temperature. The authors analyzed the influence of the composition of oil on the efficiency of oil-field chemistry, recommendations and proposals for their application in the system of oil trunk pipelines are given.

Keywords:

Heavy oil;
Asphaltene deposits;
Effective viscosity;
Chemical reagents;
Rheological effect;
High-molecular components;
Thermal treatment;
Flow loss.

© 2017 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Застывающий парафин склонен к образованию чрезвычайно малых тонких игольчатых кристалликов, которые выделяются во всей массе жидкости и при достаточной вязкости последней не оседают на дно, а остаются в потоке, где и образовались, перепутанные между собой, поддерживая друг друга. Величина кристаллов парафинов зависит от температур его плавления. Так тугоплавкие высокомолекулярные парафины и церезины образуют мелкодисперсную, а более легкий парафин с низкой температурой плавления – резко выраженную пластинчатую или вовсе ленточную структуру. Поскольку при охлаждении тугоплавкие парафины начинают кристаллизоваться первыми, то образуется большое число центров кристаллизации, в результате чего при дальнейшем охлаждении парафины с менее высокими температурами плавления будут уже кристаллизоваться на имеющихся центрах, что упрочняет структуру нефти.

При охлаждении высокопарафинистых нефтей, выделяющиеся кристаллы парафина, соединяясь между собой, образуют прочную структурную решетку, в ячейках которой заключена жидкая фаза нефти. Чем больше в нефти пара-

фина, тем прочнее эта решетка, выше эффективная вязкость, температура застывания и величина статического (начального) напряжения сдвига [1-3].

Проблемы увеличения вязкости, появления начального напряжения сдвига, и уменьшения проходного сечения труб из-за образования асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО), наиболее ярко выражены в нефтедобывающей отрасли, где массовая доля парафина может в разы превышать значения, регламентированные для товарных нефтей, а наличие в нефти механических примесей и диспергированной воды, часто приводят к образованию стойких аномально вязких эмульсий, усложняя процессы добычи и сбора. Для решения вышеуказанных проблем, связанных с падением пропускной способности нефтесборных сетей, широкое распространение получили методы химического воздействия, основанные на введении в поток нефти различного рода депрессоров и ингибиторов парафиноотложений [4-6]. Химические реагенты первого типа, депрессорные присадки, подобно смолам и асфальтенам адсорбируются на поверхностях парафина, либо модифицируют их, усложняя процесс дальнейшего роста кристаллов и прочных пространственных структур, но при этом все таки не препятствуют его выпадению в потоке (рис.1).

*E-mail: karimov_rinat@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20170200314>

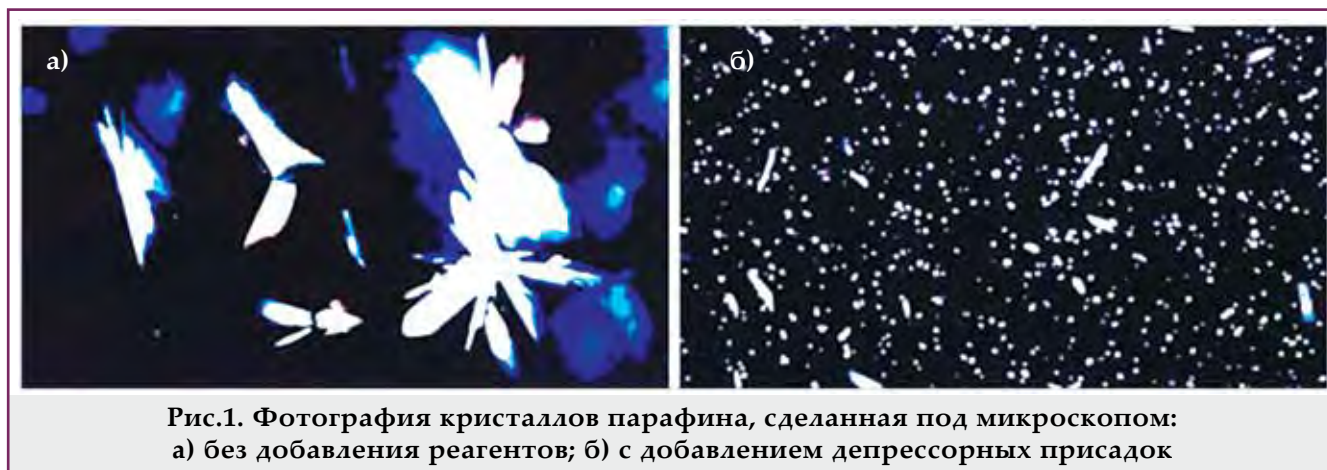


Рис.1. Фотография кристаллов парафина, сделанная под микроскопом: а) без добавления реагентов; б) с добавлением депрессорных присадок

С целью же предотвращения выпадения парафинов во внутренней полости трубопроводов и поверхностях технологического оборудования, используются реагенты другого типа – ингибиторы парафиноотложений, в основе которых также используются поверхностно-активные вещества, отличающиеся высокой смачивающей и диспергирующей способностями, препятствующие налипанию частиц на стенку и удерживающие выпадающие кристаллы в потоке (рис.2).

Несмотря на высокую популярность данных методов в нефтедобывающей отрасли, применение депрессоров и ингибиторов парафиноотложения в системе магистрального нефтепроводного транспорта России по ряду причин, все еще не получило достаточно широкого распространения. Отметим основные из них, для чего рассмотрим механизмы и причины возникновения проблем, связанных с кристаллизацией парафина, а также основные факторы, влияющие на эффект изменения реологических свойств нефти и интенсивность парафинизации.

Первый – температура нефти. С точки зрения коллоидной химии важно, что температур-

ный интервал жидкого состояния компонентов нефти существенно неодинаков. Иначе говоря, температура плавления различных углеводородов, с одной стороны, и температура кипения, с другой, могут сильно различаться. Однако и в более узких фракциях нефти присутствуют компоненты с различной температурой застывания. Твердые углеводороды, в первую очередь парафины, и другие компоненты с высокой температурой плавления могут выделяться из нефти в виде дисперсных частиц различной формы и размеров. Таким образом температура подогрева должна обеспечивать плавление всех твердых парафинов при сохранении легких низкокипящих фракций, испарение которых неизбежно приведет к ухудшению реологических свойств и потере товарных качеств нефти.

Второй – темп охлаждения. Если с требуемой температурой подогрева все более менее понятно и однозначно, то выбор оптимального темпа охлаждения – задача более сложная, связанная с наличием смол и асфальтенов, их взаимном соотношении, сбалансированное содержание которых после сбора и подготовки не всегда обеспечивается, а в процессе совместной транспортировки различных нефтей в смеси по магистральным нефтепроводам и вовсе нарушается, вызывая всплески реологических аномалий, росте плотности, вязкости и интенсивности образования АСПО при формировании многокомпонентных товарных партий. Заданного темпа (скорости) охлаждения можно добиться за счет использования теплоизоляционных покрытий и дополнительного путевого подогрева нефти.

Третий – содержание высокомолекулярных компонентов нефти. Взаимное соотношение высокомолекулярных компонентов в общем объеме нефти, наряду с ее фракционным составом, оказывают значи-

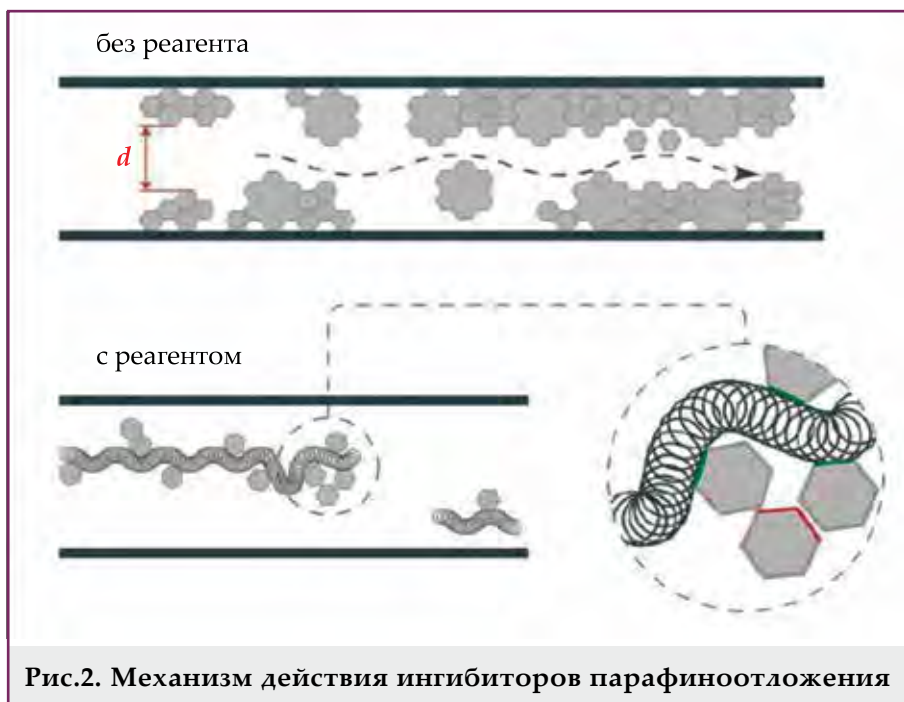


Рис.2. Механизм действия ингибиторов парафиноотложения

тельное влияние на реологические свойства нефтей, как в процессе структурообразования при ее охлаждении и отстаивании, так и на разрушение уже сформированных парафиновых структур при различных методах внешнего физико-механического воздействия. Известно, что высокопарафинистые нефти, в отсутствие достаточного количества смол и асфальтенов, при сравнительно высокой эффективности «горячей перекачки» практически не поддаются термообработке даже при высоких температурах. При различных изменениях фазового состояния парафина и выпадении его кристаллов смолы и асфальтены, обладая поверхностно-активными свойствами, легко адсорбируются на образующихся кристалликах парафина и блокируют их рост, частицы парафина покрываются слоем адсорбированных смол, который препятствует отложениям на ее поверхности. С ростом молекулярной массы парафинов их способность адсорбировать смолы также увеличивается.

Анализ различных исследований по изучению фотографий кристаллов парафина в отсутствие и в присутствии смол и асфальтенов показывает, что по характеру влияния на кристаллизацию парафиновых смолы оказывают объемное воздействие, а асфальтены – поверхностное, адсорбируясь, они значительно снижают силы поверхностного натяжения, приводя к десольватации кристаллов и изменению формы и размеров структур. Между кристаллами ослабляются силы коагуляционного сцепления, что препятствует образованию объемной структурной сетки, и кристаллы парафина остаются в подвижном состоянии в интермицеллярной фазе. При этом действие асфальтенов может протекать и по другому механизму. Образованные мицеллы и микрочастицы асфальтенов служат центрами кристаллизации парафинов, и дальнейший рост кристаллов происходит на краях и ребрах ранее образованных структур, в результате чего выделяются компактные агломераты, достаточно крупные несвязанные между собой друзы, вследствие чего объемная структурная решетка не образуется.

Таким образом, содержание и взаимное соотношение высокомолекулярных компонентов, наряду с температурой подогрева нефти и темпом последующего охлаждения, являются основными факторами, определяющими эффективность и продолжительность методов физико-химического воздействия, что уже ни раз было подтверждено многочисленными опытами по неудачной термообработке нефтей. В качестве примера на рисунке 3 можно наблюдать значительный рост температуры застывания татарской нефти после ее термообработки при определенных температурах прогрева. Следствием возрастания температуры застывания является и значительное увеличение вязкости, обнаруживаемое при любых температурах ниже уровня термообработки нефти. Вероятными причинами такого эффек-

та, являются продолжительность нагрева и скорость охлаждения, оптимальные параметры которых должны выбираться исходя из соотношения парафинов, смол и асфальтенов в общем объеме нефти.

С одной стороны, низкое содержание асфальтосмолистых компонентов в нефти обуславливает сравнительно невысокие значения вязкости и плотности, с другой – образующаяся в процессе остывания нефти парафиновая решетка довольно непрочная и даже при незначительной непродолжительной нагрузке разрушается (свойство тиксотропии). Одним из таких ярких примеров является, колумбийская нефть, содержащая до 10% парафи-

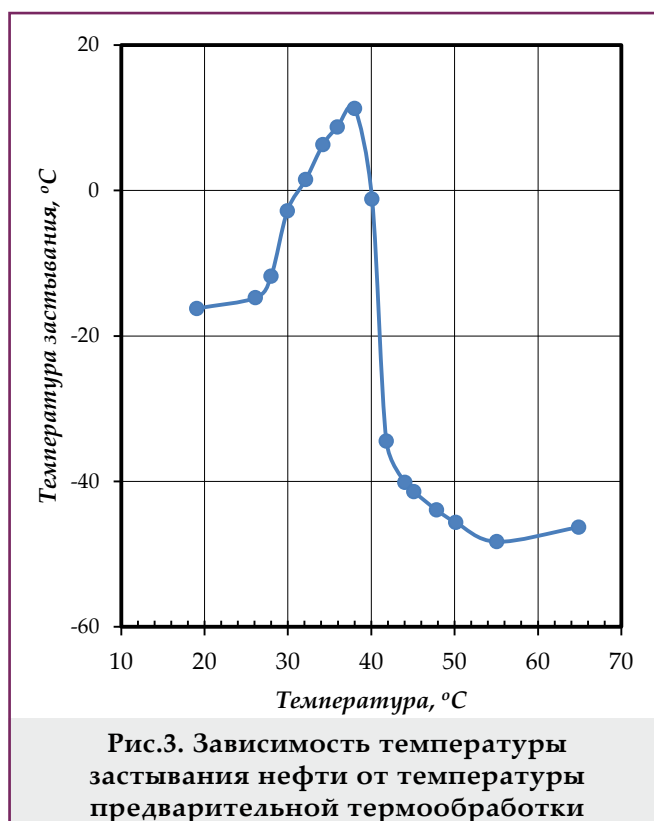


Рис.3. Зависимость температуры застывания нефти от температуры предварительной термообработки

на, которая перекачивалась по трубопроводу «Рио – Зулия – Санта-Мария» без применения специальных методов как обычная маловязкая жидкость. При этом важно различать понятия «эффективной», динамической и структурной (консистентность) вязкостей, так как даже при сравнительно высоких значениях последней, наличие в нефти начального напряжения сдвига приводит к резкому увеличению эффективной вязкости, именно по этой причине наличие достаточного количества тяжелых компонентов в нефти, выполняющих функции поверхностно-активных веществ, способных адсорбировать парафины, оказывает благоприятное влияние как на реологические свойства самой нефти, так и на эффект от методов термического воздействия. Так выход тяжелых битуминозных нефтей полуострова Бузачи на НПС «Узень» (Западный Казахстан) позволил существенно снизить затраты на подогрев вязких застываю-

щих нефтей Мангышлака [7-9]. Исследования по изучению смесей Ярегской и Харьягинской нефтей, перекачиваемых по нефтепроводам «Уса – Ухта», «Ухта – Ярославль» путем их предварительного подогрева, подтверждают наличие «депрессорного» реологического эффекта при смешении тяжелых и парафинистых нефтей в определенных соотношениях.

На рисунке 4 приведены результаты применения депрессорных присадок для повышения текучести застывающей Харьягинской смеси нефтей (проба №1) и той же смеси, после добавления тяжелой Ярегской нефти в количестве 16% от объемной доли (проба №2). Испытаниям подвергались депрессорные присадки двух типов: готовая эмульсия в товарной форме, довольно широко

логические исследования до и после обработки реагентами в дозировке 500 ppm в диапазоне температур от 0 до 20 °С (рис.5). Измерения вязкости производились на ротационном вискозиметре при градиенте скорости сдвига 40 c^{-1} при обратном ходе прибора, что соответствует установившемуся режиму нефтепровода.

Анализ вязкотемпературных кривых нефтей также подтверждает высокий реологический эффект обработки нефтей реагентами в зоне низких температур, при этом реагент №2 показывает значительно лучшие результаты на пробе №1, представляющей высокопарафинистую смесь нефтей месторождений Харьяги, в то время как на более тяжелой пробе №2 реагенты показали одинаковый эффект. Также стоит отметить, что пробы, обработанные реагентом №2 практически не потеряли полученных свойств со временем, в то время как депрессорный эффект от обработки реагентом №1 менее чем за сутки понизился до уровня температур застывания, соответствующего результатам обработки проб реагентом №2.

Примечателен тот факт, что с ростом температуры нефти реологический эффект от добавления реагентов многократно снижается, что ставит под вопрос необходимость использования депрессоров даже при сравнительно невысоких температурах эксплуатации нефтепроводов, а в случаях «горячей» перекачки их использование может быть обосновано только продолжительными плановыми остановками нефтепроводов в холодные периоды для исключения «заморозки» участков и их безопасного выхода на режим после возобновления перекачки.

Таким образом нефтепромысловая депрессорная присадка (реагент №1) не смотря на более высокие результаты в первые часы обработки все же уступает по реологической

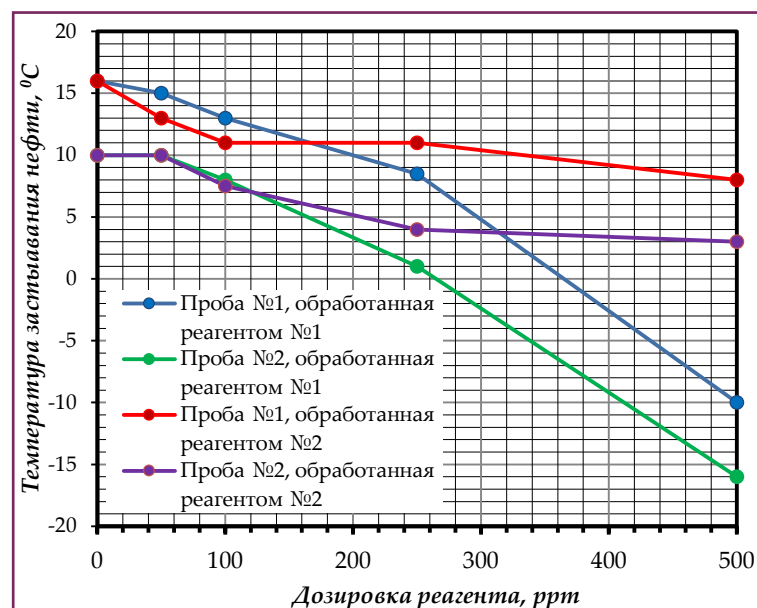


Рис.4. Зависимость температуры застывания нефти от дозировки присадки

используемая на нефтепромыслах России (реагент №1), и растворяемая в горячем дизельном топливе присадка в виде активного вещества, хорошо зарекомендовавшая себя на нефтепроводе «Уса – Ухта – Ярославль» (реагент №2). В ходе испытаний оба реагента показали довольно высокие и сравнительно равные по депрессорной эффективности результаты при дозировках от 50 до 200 ppm, при дальнейшем увеличении концентрации присадок реагент №1 показал лучшие результаты по снижению температуры застывания, что особенно выражено при дозировке 500 ppm. Однако, стоит отметить, что измерение температуры застывания согласно ГОСТ 20287-91 не позволяет оценить текучесть неньютоновских нефтей.

Для комплексной оценки эффективности депрессорных присадок с учетом неньютоновских свойств застывающих нефтей были проведены рео-

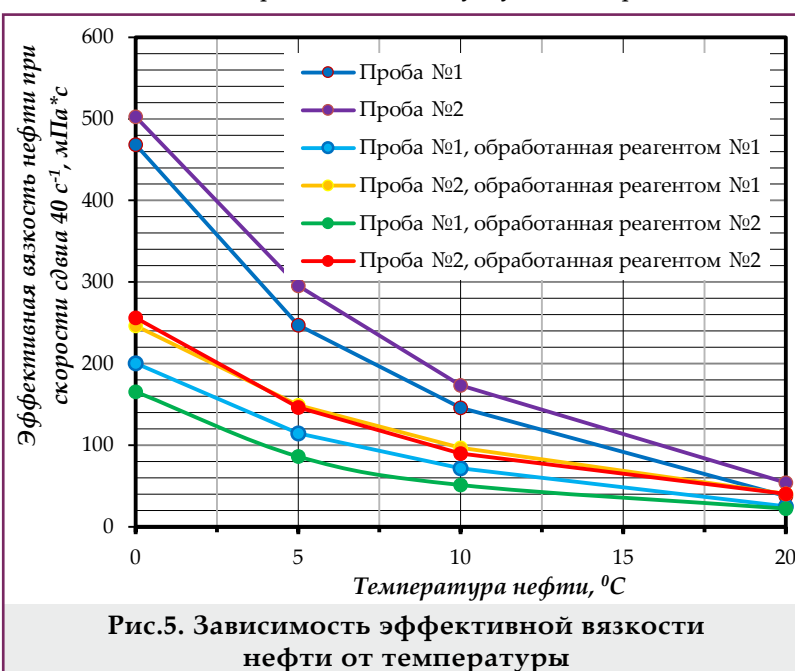


Рис.5. Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры

эффективности регенту №2, а продолжительный устойчивый депрессорный эффект последнего делает его более предпочтительным в системе магистрального нефтепроводного транспорта, где безопасное время остановки участков является одним из главных критериев выбора депрессорных присадок.

Еще одним важным фактором эффективного использования депрессорных присадок, ограничивающим их использование на магистральных нефтепроводах, является необходимость подогрева обрабатываемой нефти не ниже 50-60 °С.

Как уже отмечалось ранее, использование чисто депрессорных присадок не решает второй не менее важной проблемы – интенсивного выпадения АСПО, в результате которых производительность нефтепровода снижается куда более стремительно, чем при увеличениях вязкости нефти. Для решения подобных задач в нефтепромышленной химии хорошо зарекомендовали себя так называемые ингибиторы парафиноотложений. Однако, несмотря на их высокие результаты, полученных на объектах добычи и нефтесбора, экономическая эффективность их использования в системе магистральных нефтепроводов на данный момент не подтверждена. На рисунке 6 представлены результаты экспериментальных исследований обработки подготовленных товарных нефтей ингибитором АСПО, полученные методом «холодного стержня», моделирующего стенку трубы, на которой согласно большинству гипотез и теоретических моделей и происходит большая часть процессов, связанных с выпадением и отложением парафинов. Для воссоздания условий, близких к магистральному трубопроводному транспорту, температура «холодного стержня» была выставлена на 5 °С, а предварительно разогретые пробы нефтей термостатировались в диапазоне от 5 до 20 °С, что соответствует температурному режиму работы большинства нефтепроводов.

Полученные результаты говорят о невысокой ингибирующей способности нефтепромышленной химии на большей части товарных нефтей с незначительным содержанием парафинов. При этом на более тяжелых и вязких нефтях ингибитор вообще не показал никаких результатов, более того в некоторых случаях после его добавления, количество отложений даже незначительно увеличивалось, о чем свидетельствуют результаты испытаний, полученные на нефтях с низкими температурами застывания. Сравнительно высокие результаты были получены только на высокопарафинистых застывающих товарных нефтях (50-60%), что не достаточно для обоснования экономической эффективно-

сти их применения.

Таким образом экономическая эффективность рассмотренных в настоящей работе реагентов, широко и успешно применяемых в нефтепромышленной химии, в системе магистральных нефтепроводов пока весьма сомнительна, что связано с сильным различием состава и свойств товарных нефтей и неподготовленного углеводородного сырья [10]. Не решенными остаются и вопросы снижения вязкости тяжелых и битуминозных нефтей, реологические свойства которых обусловлены не наличием парафина, а высокой «консистентностью» среды, представляющей структурную вязкость, понизить которую в настоящий момент можно только за счет подогрева и разбавления нефти, или ее смешения с высокопарафинистыми нефтями [11], что уже было доказано на примере Западноказахстанской и Харьяга-Ярегской смесей, на нефтепроводах «Узень – Атырау» и «Уса-Ухта». Высокие температуры добываемого с недр сырья обеспечивают требуемые условия для эффективной химической обработки нефтей в скважинах и нефтепромышленных сетях, что в условиях магистрального трубопроводного транспорта не доступно и потребует значительных капитальных вложений в обустройство станций для подогрева больших объемов перекачиваемых нефтей [12,13]. Если все же решение об осуществлении подогрева нефтей будет принято, то более предпочтительней с точки зрения совместного использования химических и термических методов будет именно термообработка, позволяющая достичь высоких результатов при введении депрессорных присадок и ингибиторов АСПО. Избыток теплоэнергии, образующийся при последующем за термообработкой охлаждении нефти может быть использован для нагрева обработанной нефти для «горячей» перекачки.

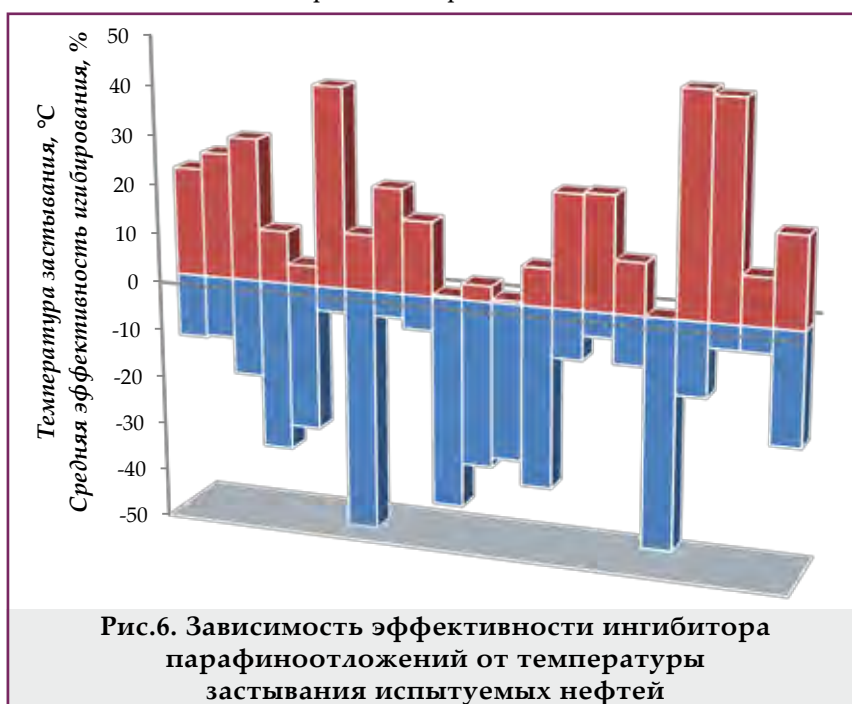


Рис.6. Зависимость эффективности ингибитора парафиноотложений от температуры застывания испытуемых нефтей

Литература

1. В.Н.Глущенко, М.А.Силин, Ю.Г.Герин. Нефтепромысловая химия. М.: Интерконтакт Наука, 2009.
2. Ф.А.Каменщиков. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений растворителями. М.-Ижевск: ИКИ, 2008.
3. В.П.Тронов. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970.
4. П.А.Рибиндер, Г.А.Бабалян, И.И.Кравченко. Применение поверхностно-активных веществ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности. М.: Недра, 1965.
5. Ю.В.Лисин, Б.Н.Мастобаев, А.М.Шаммазов, Э.М.Мовсум-заде. Химические реагенты в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов. СПб.: Недра, 2012.
6. В.В.Новоселов, П.И.Тугунов, А.И.Забазнов, Э.И.Нигматуллин, Е.С.Гордиенко. Совместный транспорт высоковязких нефти и газового конденсата по магистральному конденсатопроводу Новый Уренгой – Сургут. – ВНИИЭгазпром. Обзорная информация. Серия Транспорт и подземное хранение нефти и газа. – 1991.
7. Р.М.Каримов, Б.Н.Мастобаев. Реологические особенности западноказахстанской нефтяной смеси //Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. –2011. –№2. –С.3–7.
8. Р.М.Каримов, Б.Н.Мастобаев. Совместный транспорт высоковязких и высокостывающих нефтей Западного Казахстана по нефтепроводу «Узень–Атырау–Самара» // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. –2012. –№1. –С.3–6.
9. Р.М.Каримов, Б.Н.Мастобаев. Особенности трубопроводного транспорта многокомпонентных систем // Азербайджанское нефтяное хозяйство. –2012. –№1. –С. 60–63.
10. Р.Н.Бахтизин, Р.М.Каримов, Б.Н.Мастобаев. Влияние высокомолекулярных компонентов на реологические свойства в зависимости от структурно-группового и фракционного состава нефти //SOCAR Proceedings. -2016. -№ 1. –С. 42-50.
11. Р.Н.Бахтизин, Р.М.Каримов, Б.Н.Мастобаев. Обобщенная кривая течения и универсальная реологическая модель нефти //SOCAR Proceedings. -2016. - № 2. –С. 43-49.
12. Ф.С.Исмаилов, Ф.А.Абдулгасанов, Р.Ж.Исаев. Повышение эффективности подготовки газа к транспорту на морском газоконденсатном месторождении //SOCAR Proceedings. - 2014. -№ 2. - С. 57-61.
13. Р.Н.Бахтизин, А.К.Галлямов, Б.Н.Мастобаев и др. Транспорт и хранение высоковязких нефтей и нефтепродуктов. Применение электроподогрева. М.: Издательство «Химия», 2004.

References

1. V.N.Gluschenko, M.A.Silin, J.G.Gerin. Oilfield chemistry. M.: Interkontakt Nauka, 2009.
2. F.A.Kamenshchikov. Removal asphaltene-resin-paraffin deposits with use of solvents. M.-Izhevsk: ICS, 2008.
3. V.P.Tronov. Mechanism of formation of tar-paraffin deposits and their control. M: Nedra, 1970.
4. P.A.Rebinder, G.A.Babalyan, I.I.Kravchenko. The use of surfactants and other chemical reagents in the oil industry. M.: Nedra, 1965.
5. Yu.V.Lisin, B.N.Mastobaev, A.M.Shammazov, E.M.Movsumzade. Chemical agents at pipeline transportation of oil and oil products. SPb.: Nedra, 2012.
6. V.V.Novosyolov, P.I.Tugunov, A.I.Zabaznov, E.I.Nigmatullin, E.S.Gordienko. Joint transportation of high-viscosity oil and gas condensate through the main condensate pipeline Novy Urengoy - Surgut. - VNIIEGAZPROM. Overview information. Series Transport and underground storage of oil and gas. - 1991.
7. R.M.Karimov, B.N.Mastobaev. Rheological features of the West Kazakhstan oil blend //Transport and storage of oil products and hydrocarbons. -2011. -№2. -P.3-7.
8. R.M.Karimov, B.N.Mastobaev. Joint transportation of high viscosity and pour point oil of Western Kazakhstan through the «Uzen-Atyrau-Samara» pipeline //Transport and storage of oil products and hydrocarbons. -2012. -№1. -P.3-6.
9. R.M.Karimov, B.N.Mastobaev. Peculiarities of pipeline transportation of multicomponent oil systems //Azerbaijan Oil Industry. -2012. -№1. -P.60-63.
10. R.N.Bahtizin, R.M.Karimov, B.N.Mastobaev. The effect of high-molecular components on flow properties, depending on the structural-group and fractional oil content //SOCAR Proceedings. -2016. -No.1. -P.42-50.
11. R.N.Bahtizin, R.M.Karimov, B.N.Mastobaev. The general form of the flow curve of oil and universal rheological model //SOCAR Proceedings. -2016. -No. 2. -P. 43-49.
12. F.S.Ismayilov, F.A.Abdulhasanov, R.J.Isayev. Gas treatment efficiency upgrading at off-shore gas condensate field //SOCAR Proceedings. - 2014. -No. 2. -P. 57-61.
13. R.N.Bakhtizin, A.K.Gallyamov, B.N.Mastobaev and etc. Transport and storage of high-viscosity oils and petroleum products. Application of electric heating. M.: Publishing house «Chemistry», 2004.

Совместное использование термических и химических методов воздействия при транспортировке высоковязких и застывающих нефтей

П.А.Ревель-Муроз, Р.Н.Бахтизин, Р.М.Каримов, Б.Н.Мастобаев
Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

В статье обобщены результаты исследований и теоретических представлений о влиянии высокомолекулярных компонентов на реологические свойства нефтей и процессы образования асфальтено-смоло-парафиновых отложений. Рассмотрены промышленный опыт и результаты лабораторных исследований депрессорной эффективности и ингибирующей способности реагентов при их использовании в товарных нефтях, в зависимости от температуры перекачки. Авторами проведен анализ влияния состава нефти на эффективность нефтепромысловой химии, даны рекомендации и предложения по их применению в системе магистральных нефтепроводов.

Ключевые слова: тяжелая нефть; асфальтено-смоло-парафиновые отложения; эффективная вязкость; химические реагенты; реологический эффект; высокомолекулярные компоненты; термообработка; потеря текучести.

Yüksək özlülüklü və donan neftlərin nəqli zaman termiki və kimyəvi təsir üsullarının birgə istifadəsi

P.A.Revel-Muroz, R.N.Baxtizin, R.M.Kərimov, B.N.Mastobayev
Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Məqalədə yüksək molekulyar komponentlərin neftlərin reoloji xassələrinə və asfalt-qatran-parafin çöküntülərinin əmələgəlmə proseslərinə təsiri haqqında tədqiqatların və nəzəri təsəvvürlərin nəticələri ümumiləşdirilmişdir. Vurulma temperaturundan asılı olaraq, əmtə neftlərində reagentlərdən istifadə zamanı reagentlərin depressor effektivliyinin və inhibitorlama qabiliyyətinin laborator tədqiqatlarının nəticələrinə və sənaye təcrübəsinə baxılmışdır. Müəlliflər tərəfindən neftin tərkibinin neft sənayesi kimyasının səmərəliliyinə təsirinin təhlili aparılmış, onların magistral neft kəmərləri sistemində tətbiqi üzrə tövsiyələr və təkliflər verilmişdir.

Açar sözlər: ağır neft; asfalt-qatran-parafin çöküntüləri; effektiv özlülük; kimyəvi reagentlər; reoloji effekt; yüksək molekulyar komponentlər; termiki işləmə; axıcılığın itməsi.