



НЕФТЯНЫЕ СУЛЬФОНАТЫ ТОРГОВОЙ МАРКИ КАРПАТОЛ КАК НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ ПАВ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

А.Р.Кондрат^{*1}, С.М.Рудый², М.И.Рудый²

¹Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина; ²НИПИ ПАО «Укрнафта», Ивано-Франковск, Украина

Petroleum Sulfonates of the Karpatol Trademark as the Most Effective Surfactants for Acting on the Formation of Producing Wells

O.R.Kondrat¹, S.M.Rudy², M.I.Rudy²

¹Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas IFNTUOG, Ivano-Frankivsk, Ukraine

²Research and Development Institute of PJSC «Ukrnafta», Ivano-Frankivsk, Ukraine

Abstract

Experimental studies and pilot test results of developed stimulation technologies with petroleum sulfonate indicate economic benefits of the use of Karpatol achieved due to significant reduction in interfacial tension surfactant-hydrocarbon (oil, condensate, petrol); increase of residual oil displacement factor, destruction of water-oil emulsions, partial permeability build-up of contaminated rock samples, advanced permeability of surfactants in nonuniform permeable and hydrophobic strata, influence on the rheology of viscous oils, improvement of wells development after stimulation, high technological efficiency of stimulation technologies using Karpatol, increase of production index after treatment.

Keywords:

Oil;
Petroleum sulfonates;
Surface-active agent;
Interfacial tension;
Displacement factor;
Hydrophobic reservoir;
Well deliverability.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

1. Введение

Среди химических методов воздействия наряду с кислотными растворами наиболее используемыми являются растворы поверхностно-активных веществ (ПАВ). С этой целью используется целый ряд ПАВ различного состава – нефтяные сульфонаты, сульфонол, неонол, превоцел, савенол, жиринокс, нефтенол. Они способны выполнять различные функции – нефте- и конденсатовытеснения, пенообразования, снижения межфазного натяжения на границе различных жидкостей, эмульгирования и деэмульсации водонефтяных смесей, снижения вязкости аномальных нефтей, предупреждения образования кислых гудронов, защита металлической поверхности от коррозии, очистка порового пространства от привнесенных загрязнений.

Особенное место среди исследованных ПАВ занимают нефтяные сульфонаты. Такие ПАВ состоят из смеси нефтяных сульфонатов алкиларилового типа с молекулярной массой 400-500, дополнительных ПАВ, несulfированных углеводородов, электролитов (сульфаты натрия и аммония) и воды. Стабильность этой системы определяется

мицеллярным строением, благодаря чему четыре несовместимых реагента образуют в растворе стабильные конгломераты значительного объема (второе тривиальное название таких систем – мицеллярные растворы).

На территории стран СНГ были синтезированы и испытаны четыре торговых форм растворов нефтяных сульфонатов – Карпатол, Мирол, концентрат нефтяных сульфонатов КНС-5411 и Сумирол (их различие состоит в использовании различных базовых углеводородных смесей для сульфирования и образования сульфонатов различной молекулярной массы). Химическое строение сульфированных углеводородов, сульфорирующие агенты и условия сульфирования являются определяющими факторами, которые определяют их функциональные свойства. Карпатол имеет наибольший объем внедрения при обработках продуктивных пластов на нефтяных месторождениях. В настоящее время карпатол выпускается в трёх модификациях – карпатол УМ-1, карпатол УМ-2 и карпатол УМ-2К (в Казахстане известен под названием Нуrol). Карпатол УМ-1 является мицеллярным раствором нефтяных сульфонатов, который преимущественно используется для воздействия на пласты с незначительной мине-

*E-mail: alexkondratr@gmail.com

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20210100481>

рализацией пластовой воды (особенно за содержанием ионов кальция и магния). Карпатол УМ-2 является стабилизированной формой карпатола УМ-1, которая используется в пластах с высокой минерализацией пластовой воды – при смешении сульфонатов с ионами кальция и магния образование нерастворимых продуктов не наблюдается. Карпатол УМ-2К (нурол) является модификацией карпатола УМ-2, рассчитанной на разбавление морской водой.

2. Формирование проблемы

Известны работы, в которых рассмотрены некоторые функциональные свойства растворов нефтяных сульфонатов (карпатола, мирола и КНС-5411), такие как низкое межфазное натяжение на границе с углеводородами [1,2], высокая нефтewытесняющая способность [1,3,4], высокие показатели адсорбции [1,5], высокая технологическая эффективность при воздействии на продуктивные пласты нефтяных скважин [1,6,7]. Значительный объем проведенных лабораторных исследований и опытно-промышленных испытаний разработанных технологий воздействия с использованием нефтяных сульфонатов свидетельствует о достаточной универсальности этого класса ПАВ и возможности расширения области его использования.

Поэтому задачей указанной статьи является исследование основных функциональных свойств нефтяных сульфонатов в составе торгового продукта «карпатол – нурол» с целью максимального эффективного его использования при интенсификации работы добывающих нефтяных скважин, которые характеризуются неоднородным по проницаемости разрезом пласта и высокой обводненностью продукции.

3. Методики работ, используемых для проведения исследований

Определение межфазного натяжения растворов карпатола различной концентрации на границе с углеводородами (нефтью, конденсатом) при температуре в диапазоне 20-100 °С осуществляется по методу вращающейся капли на приборе ВМН-1. Более детально используемая методика описана в [8].

Для определения коэффициента вытеснения остаточной нефти использовали экспресс-методику, в которой сначала моделировали условия полного вытеснения нефти водой, а затем до вытеснения остаточной нефти 5% водным раствором карпатола [8]. В качестве насыпной модели пласта использовали измельченную фракцию определенного размера (от 0.2 до 0.63 мм), изготовленной из пород-коллекторов нефтяных месторождений. Температура исследований соответствовала пластовой температуре. Для подтверждения полученных по экспресс-методике результатов вытеснения остаточной нефти растворами ПАВ моделирование процесса переносили на природные образцы горных пород в условиях, которые максимально соответствуют пластовым. Более детально используемая

методика исследований как по экспресс-методике, так и на природных образцах описана в [8].

Нагнетание водного раствора карпатола в закольматориванные водонефтяной эмульсией образцы горных пород обеспечивает восстановление их проницаемости. Методика указанных исследований состоит в моделировании закольматориванной модели пласта. Для этого после определения начальной проницаемости по 2% раствору хлорида кальция в образец горной породы последовательно нагнетали дегазированную нефть Долинского месторождения и 2% раствор CaCl_2 (5 циклов). После создания закольматориванной модели пласта снова определяли ее проницаемость [9]. Для деблокирования модели пласта нагнетали 5% раствор карпатола в объеме одного порового объема. После стабилизации давления во время промывания модели пласта 2% раствором CaCl_2 снова определяли конечную проницаемость образца породы.

Для определения механизма фильтрации разных поверхностно-активных систем использовали специальную модель неоднородного по проницаемости пласта. Модель неоднородного пласта представляла собой систему из трех образцов с различной проницаемостью (0.0195-0.0215, 0.0085-0.0095 и 0.0015-0.0035 мкм²) – условия которые соответствуют условиям Долинского месторождения [9]. В качестве технологических жидкостей были исследованы пластовая вода, 5% раствор карпатола, раствор савенола различной концентрации. Особенностью методики является одновременное нагнетание технологического раствора в три образца и индивидуальный замер жидкости, который фильтруется через каждый образец.

Капиллярное насыщение гидрофобных образцов осуществлялось при комнатной температуре. Проксатрированные спиртобензольной смесью и высушенные до постоянного веса образцы горных пород опускали на 1-2 мм в раствор карпатола и выдерживали их в растворе на протяжении 5-170 часов. Количество всосанной жидкости в породу (V_p) определяли путем периодического взвешивания образцов. После завершения капиллярного насыщения образцы вакуумируют, донасыщают их раствором карпатола, взвешивают и определяют объем порового пространства (V_n) и проницаемость их по жидкости насыщения. Коэффициент насыщения гидрофобных образцов (K_n) в процессе капиллярного насыщения определяли по зависимости: $K_n = V_p / V_n$ [1].

Вязкость нефтяных смесей с карпатолом изучали на реовискозиметре Хеплера. На основе полученных результатов определяли коэффициенты степенного закона. Для сравнения полученных результатов показатели динамической вязкости указанных смесей представлены при значении показателя скорости сдвига при 10000 с⁻¹.

Оценку состояния призабойной зоны пласта до и после нагнетания карпатола определяли за результатами гидродинамических исследований скважин за характером изменения кривых КВД согласно [10].

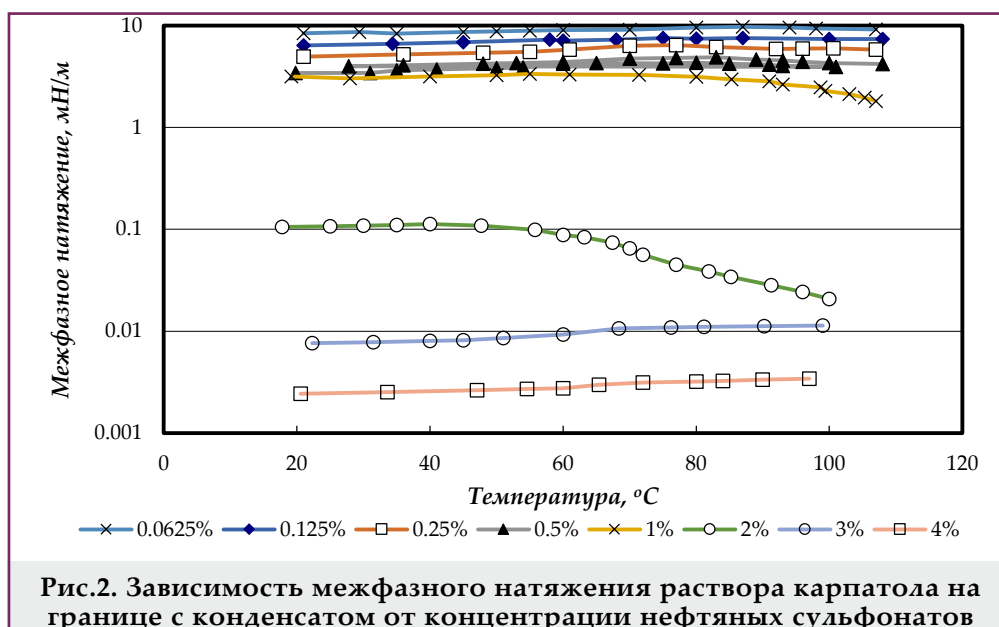
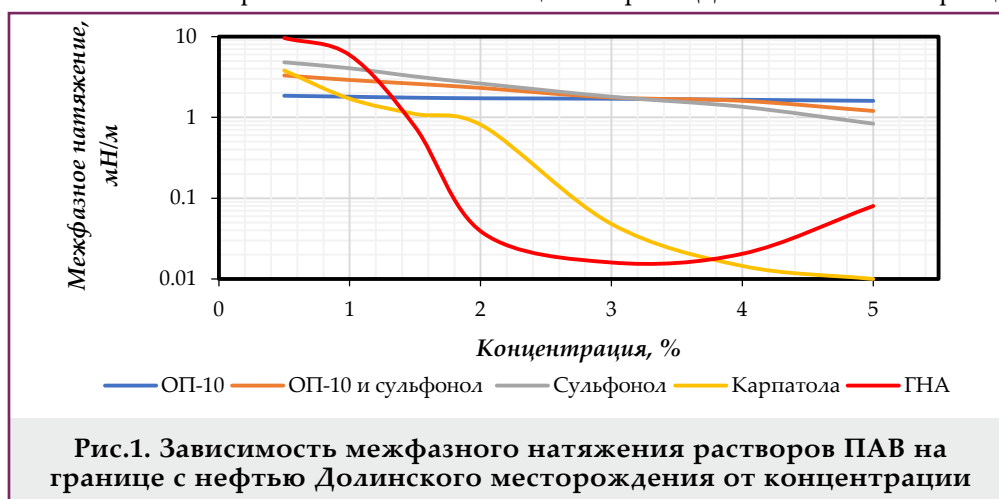
4. Результаты исследований

Значительный объем проведенных лабораторных исследований и результаты опытно-промышленных испытаний технологий воздействия с использованием нефтяных сульфонатов свидетельствует о том, что применение карпатола для интенсификации работы добывающих скважин обеспечивает:

- значительное снижение межфазного натяжения на границе водный раствор ПАВ – углеводород (нефть, конденсат, керосин);
- повышение коэффициента вытеснения остаточной нефти;
- разрушение водонефтяных эмульсий;
- частичное восстановление начальной проницаемости закольматированных образцов горных пород;
- улучшение проникающей способности растворов ПАВ в неоднородные по проницаемости и гидрофобные пласты;
- влияние на реологию высоковязких нефтей;
- улучшение процесса освоения скважин после проведения воздействия на пласт;
- достаточно высокую технологическую эффективность технологий воздействия на пласт с использованием карпатола;
- повышение коэффициента продуктивности пласта после его обработки ПАВ.

Для водных растворов карпатола характерно интенсивное снижение межфазного натяжения на границе с нефтью (рис.1). За этим параметром карпатола существенно превышает неионогенные ПАВ (в нашем случае неонол) и анионоактивные ПАВ (сульфонол), которые максимально снижают межфазное натяжение до 1 мН/м. Установлено, что показатель снижения межфазного натяжения в значительной мере определяется концентрацией ПАВ, температурой и типом углеводорода. Карпатола при повышении концентрации с 0.5% до 3.5% уменьшает межфазное натяжение на границе с нефтью Долинского месторождения с 9.5 до 0.016 мН/м. В случае использования конденсата во всем диапазоне концентраций (от 0.0625% до 4%) коэффициент межфазного натяжения снижается с 9 до 0.025 мН/м (рис.2). При этом, преимущество карпатола над неионогенными ПАВ наблюдается при концентрации нефтяных сульфонатов, превышающих значение 2%.

Наиболее влиятельным фактором, от которого зависит межфазное натяжение растворов карпатола, является температура. В ходе исследований установлено, что возрастание температуры влечет за собой постоянное снижение коэффициента межфазного натяжения на границе с нефтью Долинского месторождения (рис.3).



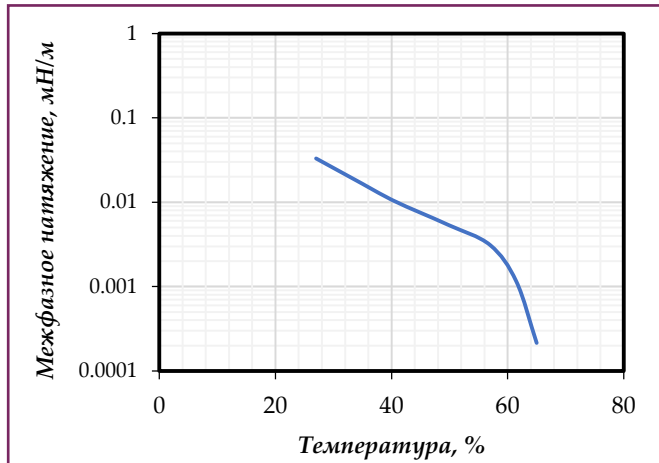


Рис.3. Зависимость межфазного натяжения 5% раствора карпатола на границе с нефтью Долинского месторождения от температуры

В случае использования конденсата влияние температуры в большей мере зависит от концентрации ПАВ: для низко концентрированных растворов (до 0.5%) карпатола такая зависимость практически отсутствует, для растворов средней концентрации (0.5-2%) – наблюдается незначительное снижение межфазного натяжения и для концентрированных растворов карпатола (выше 3%) – незначительное возрастание межфазного натяжения. Такой сложный характер зависимости межфазного натяжения от температуры и типа углеводорода, на наш взгляд, связан с наличием аномальности (зависимость динамической вязкости от скорости сдвига или напряжения сдвига) у тяжелых углеводородов, которые входят в состав нефти. Конденсат, который состоит из легких углеводородов, наоборот, является ньютоновской жидкостью. Возрастание температуры позволяет существенно уменьшать аномальные свойства (динамическая вязкость, коэффициент неньютоновского поведения) нефти, что в комплексе с поверхностной активностью карпатола обеспечивает раствору ПАВ снижение межфазного натяжения на границе с указанной нефтью.

Полученные результаты лабораторных исследований позволяют сделать два важных вывода. Во-первых, водные растворы карпатола владеют очень низкими показателями межфазного натяжения на границе с различными углеводородами (нефть, конденсат, керосин). Такие показатели межфазного натяжения не обеспечивает ни один раствор ПАВ (их можно достичь только используя специальные комбинации реагентов), что делает карпатола наиболее эффективным ПАВ для воздействия на призабойную зону добывающих скважин. Наличие таких свойств у водных растворов карпатола позволяет ему улучшать нефтевытесняющую способность, проникающую способность растворов в поровый коллектор, ускорять процесс освоения скважин. Во-вторых, зависимость межфазного натяжения растворов карпатола от концентрации нефтяных сульфонов, температуры и типа углеводорода делает

обязательным исследование этой зависимости для конкретной нефти при проведении опытно-промышленных испытаний карпатола на новом месторождении. Благодаря такой работе определяется оптимальная концентрация нефтяных сульфонов в водном растворе карпатола для конкретной нефти и пластовой температуры, при которой возможно получение максимального технологического эффекта от использования раствора ПАВ на месторождении.

Использование водных растворов карпатола обеспечивает эффективное вытеснение остаточной нефти для большинства нефтяных месторождений на поздней стадии их разработки. Проведенные исследования за экспресс-методикой свидетельствуют о том, что использование 5% по нефтяных сульфонатах растворов карпатола обеспечивает вытеснение от 20% до 70% остаточной нефти, что находится в поровом коллекторе после ее полного вытеснения пластовой водой, для большинства месторождений Украины. Похожие показатели вытеснения остаточной нефти характерны и других нефтяных месторождений стран СНГ. В случае узеньской нефти коэффициент вытеснения остаточной нефти составляет 22-76%, а в случае мочалеевской нефти – 46-86%. Испытания, проведенные на природных образцах горной породы, подтвердили их высокую нефтевытесняющую способность. Например, исследования на кернех и в условиях Узеньского нефтяного месторождения показали, что нагнетание 5% раствора нуrolа после пластовой воды позволяет увеличить коэффициент вытеснения нефти с 47 до 59% (для остаточной нефти этот показатель составляет 23%). Такие высокие показатели коэффициента вытеснения нефти характеризуют карпатола (нуrol) как эффективный реагент для воздействия на продуктивный пласт как у призабойной зоны, так и на залежь в целом.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что карпатола (нуrol) является эффективным ПАВ для воздействия на продуктивные пласты в условиях частичного или значительного обводнения продукции нефтяных скважин. При таких условиях фильтрация нефти и воды поровым коллектором может происходить как совместно, так и раздельно. Такие условия фильтрации пластовых флюидов могут усложнять движение углеводородов через водонасыщенную зону пласта или способствовать интенсивному образованию водонефтяной эмульсии, которая обычно имеет большую вязкость, чем ее индивидуальные компоненты. Поэтому вытеснение с порового коллектора остаточной (адсорбированной) нефти и водонефтяной эмульсии кроме увеличения добычи углеводородов также обеспечивает частичное возрастание проницаемости пласта благодаря очистке поровых каналов от кольматантов, которые образуются в процессе эксплуатации скважин.

Образование водонефтяной эмульсии в поровом пространстве пласта благодаря высоким показателям динамической вязкости приводит к снижению

продуктивности пласта через его частичное блокирование. Установлено, что циклическое нагнетание минерализованной воды и нефти (пять циклов) способствует снижению проницаемости образца горной породы с 0.0347 мкм^2 до 0.0104 мкм^2 (то есть в 3.33 раз). Благодаря нагнетанию 5% раствора карпатола проницаемость образца возрастает до 0.0213 мкм^2 – коэффициент возрастания проницаемости составляет 2.05, а коэффициент восстановления проницаемости 67% от начального значения. Полученные результаты свидетельствуют о том, что повышение проницаемости образца достигается благодаря ликвидации водонефтяных эмульсий в процессе растворения воды и нефти в структуре мицеллярного раствора ПАВ и выносе из порового коллектора. По эффективности действия раствор карпатола обеспечивает возрастание продуктивности закольматированного пласта на уровне кислотных растворов. Однако, частичное восстановление проницаемости образцов горных пород свидетельствует о необходимости повтора указанного процесса воздействия для обеспечения полного растворения образовавшейся эмульсии.

Низкие значения межфазного натяжения раствора карпатола улучшают его проникновение в поры малого диаметра в условиях неоднородного по проницаемости продуктивного пласта. Результаты соответствующих исследований представлены на рисунке 4. Установлено, что при нагнетании пластовой воды ее фильтрация осуществляется по всем трем слоям неоднородной модели при соотношении 75:20:5. Использование малоцентрированного 0.05% раствора савенола ухудшает его фильтрацию в низкопроницаемый слой – соотношение между слоями составляет 76:22:2. Высокие значения межфазного натяжения 0.05% раствора савенола не обеспечивает пресной воде проникновение в поры малого диаметра через высокое капиллярное давление. Снижение межфазного натяжения раствора ПАВ (за счет повышения концентрации савенола или использования карпатола) позволяет улучшить проникновения воды в низкопроницаемый образец. Например, в

случае 0.5% раствора савенола соотношение фильтрации жидкости будет подобным к фильтрации пластовой воды на подобной неоднородной модели пласта (76:19:5). А использование карпатола при высокой концентрации (5%) существенно повышает проникновение в поры малого диаметра. Для среднепроницаемого слоя фильтрация жидкости возрастает до 32% от всего объема прокачанной жидкости, а для низкопроницаемого слоя – до 9%.

Соответственно, повышение фильтрации жидкости в перечисленные слои модели пласта по сравнению с пластовой водой составляет 13 и 4%. Полученные результаты свидетельствуют о том, что в условиях неоднородного по проницаемости пласта использование жидкостей с низкими показателями межфазного натяжения обеспечивают более равномерное воздействие на поровое пространство с разным диаметром каналов. В этом отношении карпатол имеет некоторое преимущество по сравнению с другими поверхностно-активными системами.

Низкие значения межфазного натяжения раствора карпатола также улучшают его проникновение в гидрофобные пласты. Результаты, представленные на рисунке 5, свидетельствуют о том, что водные растворы карпатола способны эффективно насыщать гидрофобные образцы горных пород, которые водой насыщаются очень слабо. При этом, коэффициент насыщения образцов в значительной мере зависит от концентрации нефтяных сульфонатов в карпатоле. При 1% содержании сульфонатов в воде коэффициент насыщения образца раствором ПАВ превышает его насыщение керосином. В то же время дальнейшее повышение концентрации нефтяных сульфонатов до 5% ухудшает насыщение гидрофобного образца – коэффициент насыщения карпатолом находится между керосином и водой. Указанный факт является еще одним подтверждением ранее сделанного вывода о зависимости оптимальной концентрации нефтяных сульфонатов в растворе карпатола от конкретной цели обработки продуктивного пласта. Способность карпатола повышать насыщение гидрофобных пластов делает его одним из

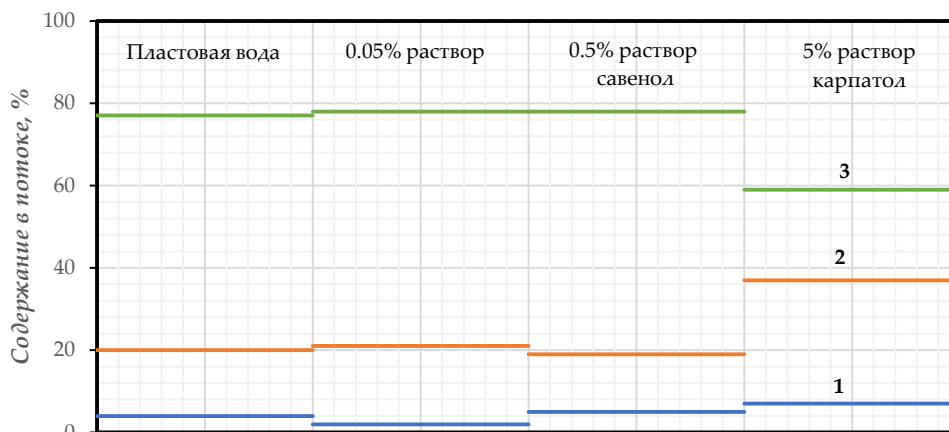


Рис.4. Зависимость относительной фильтрации растворов ПАВ по слоям различной проницаемости при скорости нагнетания $0.003 \text{ см}^3/\text{с}$:
1 – низкопроницаемый; 2 – среднепроницаемый; 3 – высокопроницаемый

немногих технологических жидкостей, которые можно использовать для воздействия на такие продуктивные пласты, поскольку применение других водных систем связано с некоторыми осложнениями (высокие значения давления нагнетания, низкие значения приемистости).

Еще одним интересным свойством растворов карпатола является их способность уменьшать вязкость высоковязких нефтей. При этом, эта способность сохраняется как для нефтей с высоким содержанием асфальтенов, так и для нефтей с высоким содержанием парафинов. Установлено, что при 2% содержании нефтяных сульфонатов динамическая вязкость бугреватовской нефти (содержит преимущественно асфальтены) при температуре 20 °С уменьшается в 3.5 раза (с 1500 мПа.с до 430 мПа.с), а при 20% содержании – в 5.5 раз. В случае узенской нефти (содержит преимущественно парафины) ее динамическая вязкость при 0.5% содержании нефтяных сульфонатов уменьшается в 2 раза (с 12600 мПа.с до 6080 мПа.с). За этим показателем карпатола поступает более эффективным ПАВ таким как жиринокс или савенол (снижение в 3-7 раз). Но благодаря влиянию на реологию аномальных нефтей и переходу нефтяных сульфонатов с водной среды в нефтяную улучшается фильтрация такой нефти из пласта к стволу скважины и снижаются осложнения при ее подъеме на поверхность. Дополнительным подтверждением этого является приближение коэффициента неньютоновского поведения (n) в степенном уравнении вязкости: $k=\gamma^n$ к единице (характеризует ньютоновскую жидкость). Например, для бугреватовской нефти коэффициент « n » составляет 0.51. Присутствие нефтяных сульфонатов при концентрации 0.5% повышает коэффициент « n » для той же нефти до 0.7.

Проведенные исследования подтвердили способность нуrolа снижать вязкость узенской нефти в пластовых условиях [11]. При этом, была установлена способность нуrolа снижать давление насыщения узенской нефти с 3.02 МПа до 1.87 МПа в зависимости от его содержания и соответственно увеличивать коэффициент растворимости газа в нефти. Наличие способности влиять на

реологию аномальновязких нефтей в комплексе с высокими нефтевытесняющими свойствами обеспечивают карпатола (нуrolу) высокую технологическую эффективность при его использовании на месторождениях высоковязких нефтей.

Наибольший объем внедрения нефтяные сульфонаты торговой марки «карпатола-нуrol» имеют на месторождениях Украины, Казахстана и Российской Федерации. Например, в НГДУ «Долинанефтегаз» за все годы его использования за различными технологиями проведено более 300 обработок. При самостоятельном использовании карпатола дополнительная добыча нефти в среднем составляет 612 т при успешности более 90%. Необходимо отметить, что на начальной стадии использования карпатола за эффективностью такие обработки являются альтернативой проведения гидроразрывов пласта. Для того же НГДУ в среднем на одну обработку кислотное воздействие обеспечивает увеличение дебита нефти на 2.1 т/сут, гидроразрыв пласта – 3.2 т/сут, а воздействие с использованием карпатола – 5.6 т/сут. При этом, максимальная добыча нефти наблюдается в скважинах с обводнением продукции более 90% (табл.1). Уменьшение обводненности продукции скважины приводит к снижению технологической эффективности использования карпатола. Нижним пределом успешного использования водных растворов карпатола является обводненность продукции нефтяных скважин при значении 30%.

Повторное проведение обработок нефтяных скважин водными растворами карпатола, хотя и приводит к снижению их эффективности на эоценовой залежи Долинского месторождения, но остается на достаточно высоком уровне (табл.2).

Испытание карпатола (технология нагнетания водных растворов карпатола) на Узенском нефтяном месторождении в период 1980-1981 гг. обеспечило получение следующих технологических показателей: проведена 41 обработка нефтяных и нагнетальных скважин, дополнительная добыча нефти на одну обработку составляет 992 т/сут при успешности работ 89.3%. При повторном про-

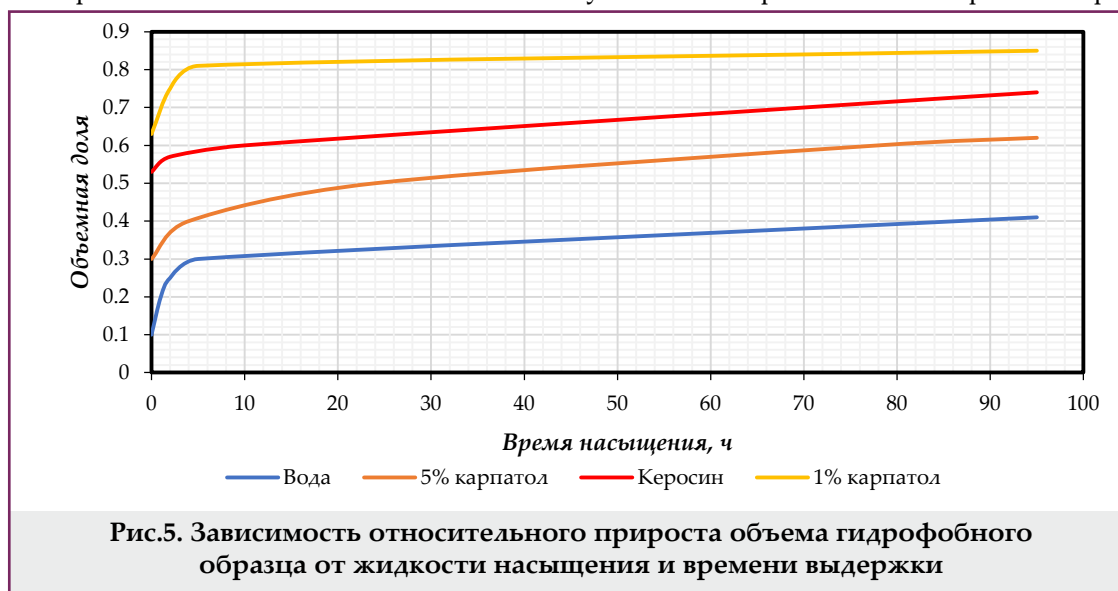


Таблица 1

Зависимость эффективности обработок пласта водными растворами карпатолоа от обводненности продукции скважин

Обводнение продукции, %	Количество обработок		% успешности	Дополнительная добыча нефти, т		Продолжительность эффекта, сут
	всего	успешных		всего	на одну обраб.	
> 90	27	24	89.0	28460	1053	168
90-60	33	28	85.0	20569	622	109
60-30	8	7	87.5	4144	518	95
< 30	3	2	66.7	458	152	44

ведении испытания карпатолоа УМ-2К (нурола) на Узенском месторождении в 2014 году дополнительная добыча нефти на одну скважино-операцию составила 1260 т. Средняя продолжительность технологического эффекта по пяти скважинам составила 672 дня.

В настоящее время методы интенсификации с использованием карпатолоа на месторождениях ПАО «Укрнефть» осуществляются схемой селективного воздействия путем последовательного нагнетания мицеллярного раствора и временно блокирующих систем различного состава. Это связано с тем, что интенсивное применение карпатолоа постепенно способствует снижению технологической эффективности повторных методов воздействия (табл.2). Поэтому в условиях неоднородных по проницаемости продуктивных пластов более рациональным является предварительное блокирование обводненных зон пласта и обработка низкопроницаемых нефтенасыщенных зон пласта раствором карпатолоа. Например, использование технологии селективного воздействия с использованием полимерных систем на основе производных акриламида (водонабухающий полимер Поликар или сульфированный полиакриламид AN-125) позволяет дополнительно добыть 664 т нефти на одну обработку (с результатами 32 обработок при успешности 80.6%) на скважинах Долинского нефтепромыслового района. При использовании технологии селективного воздействия с использованием саморазрушающихся полимерных систем (смесь специального полимера с деструкционным агентом) дополнительная добыча составляет 1642 т нефти на одну обработку (с результатами 31 обработки при успешности 78.1%).

Полученные результаты свидетельствуют о том, что использование нефтяных сульфонов является эффективным методом воздействия на данном месторождении как на начальной, так и на поздней стадии ее разработки. Незначительная

разница в технологической эффективности использования карпатолоа в различных модификациях и технологий свидетельствует о том, что указанный ПАВ позволяет ликвидировать осложнения, которые образуются в процессе эксплуатации нефтяных скважин и которые не изменяются на протяжении многих лет на месторождениях с различными условиями (наличие адсорбированной нефти и водо-нефтяной эмульсии). Для обеспечения высокой эффективности использования карпатолоа на месторождении на протяжении многих лет необходимо совершенствовать технологии его использования (т.е. после использования простых технологий нагнетания раствора ПАВ в зависимости от геолого-промысловых условий переходят к более сложным технологиям, направленных на достижение определенных преимуществ использования карпатолоа).

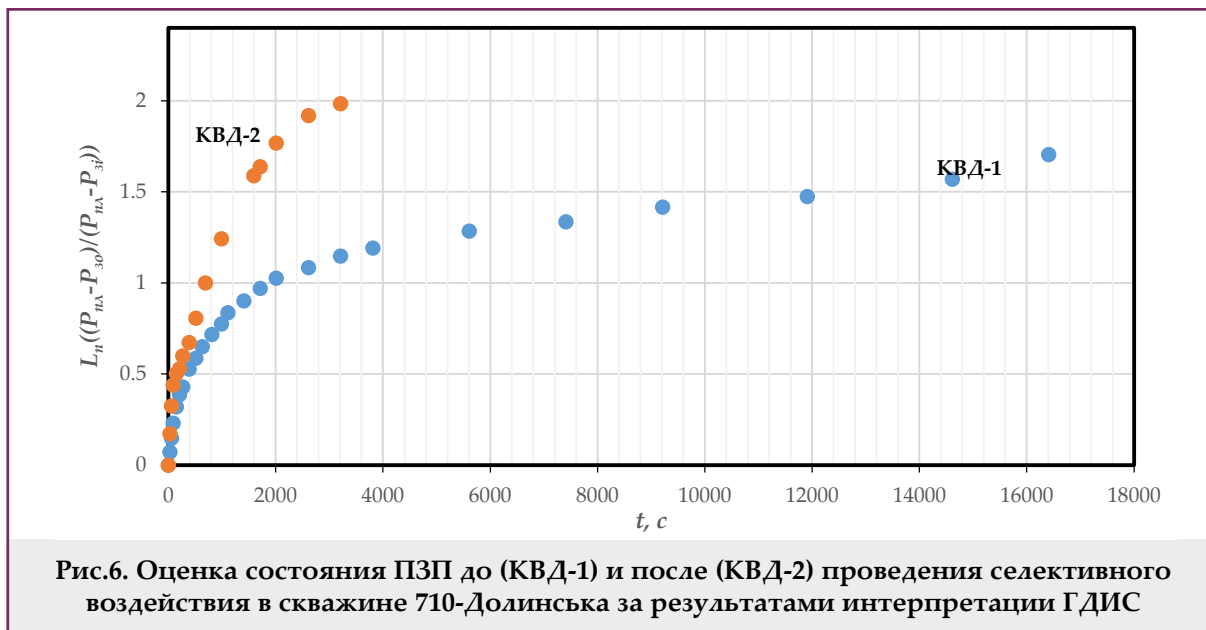
Использование технологий селективного воздействия на основе карпатолоа позволяет повышать эффективность повторных методов – наблюдается возрастание коэффициента продуктивности пластов и дебита скважины по нефти. Например, скважина 710-Долинская эксплуатирует Выгодско-Быстрицкую залежь. До проведения указанной обработки в скважине были проведены пять различных методов интенсификации: три селективных метода воздействия с использованием нефтяных сульфонов «КНС-5411» и две глинокислотные обработки на основе фосфорной кислоты. В результате проведения селективного метода с использованием саморазрушающегося полимерного раствора и мицеллярного раствора дополнительная добыча нефти составила 278.9 т, а газа – 60.8 тыс.м³. Дебит скважины по жидкости после обработки увеличился с 0.53 до 19.91 м³/сут. По результатам интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГДИС) наблюдается улучшение проводимости призабойной зоны пласта скважины (рис.6).

Полученные результаты гидродинамических

Таблица 2

Зависимость эффективности обработок ПЗП водными растворами карпатолоа от количества проведенных обработок

Количество обработок, ед.	% успешности	Дополнительная добыча нефти, т		Средняя продолжительность эффекта, сут.
		всего	на 1 обработку	
первичная (12)	10	16070	1342	185
вторичная (15)	12	7656	512	129



исследований скважин до и после обработки подтверждают способность карпатола увеличивать проницаемость продуктивного пласта благодаря очистке призабойной зоны пласта от привнесенных загрязнений и водонефтяной эмульсии, что было

ранее установлено при лабораторных исследованиях по изучению способности карпатола восстанавливать начальную проницаемость образцов горных пород, загрязненных тяжелыми углеводородами.

Выводы

Проведенный комплекс лабораторных и промысловых работ свидетельствует о том, что нефтяные сульфонаты торгового продукта «карпатола - нуrol» являются высокоэффективным ПАВ, которое владеет уникальными функциональными свойствами и может быть использовано в различных геолого-промысловых условиях нефтяных и газоконденсатных месторождений на средней и поздней стадии их разработки с целью улучшения работы добывающих скважин. Благодаря наличию низких показателей межфазного натяжения и высоким показателям коэффициента вытеснения остаточной нефти использование водных растворов карпатола является эффективным методом интенсификации работы большинства добывающих нефтяных скважин. А способность нефтерастворимых сульфонатов из состава карпатола (нуrolа) переходить в нефть обеспечивает снижение аномальных свойств таких нефтяных смесей, и соответственно улучшает их фильтрацию к стволу скважины и частично снижает их вязкость при охлаждении до температуры окружающей среды. Все это в комплексе расширяет возможность использования карпатола (нуrolа) на месторождениях с аномальными свойствами нефти (высокая вязкость нефти при комнатных температурах, высокое содержание парафинов или асфальтенов и др.).

В большей мере необходимо использовать способность карпатола (нуrolа) улучшать проникновение водных растворов в низкопроницаемые пропластки неоднородного по проницаемости продуктивного пласта и в гидрофобные пласты. Благодаря использованию таких растворов ПАВ достигается равномерность обработки всего продуктивного пласта (то есть карпатола обладает селективностью к проникновению в низкопроницаемые породы). При необходимости селективные свойства мицеллярных растворов могут быть усилены вводом других химических веществ или использованием определенных технологических приемов.

Подтверждением результатов проведенных лабораторных исследований функциональных свойств водных растворов карпатола является разработка десяти технологий воздействия на пласт, большинство которых опробовано в реальных условиях. Внедрение разработанных технологий на месторождениях Украины и Казахстана подтверждает их высокую технологическую эффективность, как по увеличению дополнительной добычи нефти, так и по повышению коэффициента продуктивности пласта после проведения запланированной обработки.

Литература

1. Використання поверхнево-активних речовин на родовищах ВАТ «Укрнафта» (2009) /за загал. ред. Михайлюка, В. Д., Рудого, М.,І.]. Галич: Галицька друкарня Плюс.
2. Михайлюк, В. Д., Рудий, М. І., Рудий, С. М. (2010). Міжфазний натяг як функція поверхневої активності поверхнево-активних речовин. *Нафтова і газова промисловість*, 5, 26-28.
3. Городнов, В. П., Фешчук, О. В., Михайлюк, В. Д. і др. (1990). Состав для обработки призабойной зоны пласта. А.С. СССР № 1571224.
4. Кондрат, О. Р. (2000). Експериментальні дослідження витіснення сконденсованих вуглеводнів з газоконденсатних родовищ розчинами ПАР. *Нафтова і газова промисловість*, 1, 34-38.
5. Ліскевич, Є. І., Рудий, М. І., Михайлюк, В. Д. (2008). Адсорбція поверхнево-активних речовин як чинник ефективності їх застосування в процесах нафтовидобутку. *Нафтова і газова промисловість*, 1, 42-44.
6. Касянчук, В. Г., Пилипец, І. А. (1984). Результаты искусственного воздействия на призабойную зону продуктивных пластов в НГДУ «Долинанефтегаз». *Нефтепромысловое дело*, 7, 12-13.
7. Рудий, М. І., Рудий, С. М. (2009). Технології дії на привибійну зону пласта видобувних свердловин із використанням поверхнево-активних речовин. *Нафтова і газова промисловість*, 1, 45-48.
8. СОУ 11.1-00135390-023-2006. (2006). Свердловини на нафту і газ. Обробка свердловин з використанням розчинів поверхнево-активних речовин і їх композицій. *Івано-Франківськ*.
9. Рудий, М. І. (2010). Нові технології кислотної дії на привибійну зону пласта. Галич: Галицька друкарня Плюс.
10. СОУ 11.1-00135390-197-2012. (2012). Визначення технологічної доцільності обробки привибійної зони. *Київ: ПАТ «Укрнафта»*.
11. Сисенбаева, М. Р. (2015). Изменение вязкости пластовой нефти в зоне фазового превращения и определение влияния ПАВ «Карпатол-УМ2К-Нурол» на давление насыщения нефти газом. *SOCAR Proceedings*, 3, 21-26.

References

1. Viktorstannya poverhnevo-aktivnih rechovin na rodovishchah VAT «Ukrnafta» (2009) /za zagal. red. Mihajlyuka, V. D., Rudogo, M.,I.]. *Galich: Galic'ka drukarnya Plyus*.
2. Mihajlyuk, V. D., Rudij, M. I., Rudij, S. M. (2010). Mizhfaznij natyag yak funkciya poverhnevoї aktivnosti poverhnevo-aktivnih rechovin. *Naftova i gazova promislovist'*, 5, 26-28.
3. Gorodnov, V. P., Feshchuk, O. V., Mihajlyuk, V. D. i dr. (1990). Sostav dlya obrabotki prizabojnoj zony plasta. A.S. CCCP № 1571224.
4. Kondrat, O. R. (2000). Eksperimental'ni doslidzhennya vitisnennya skondensovanih vuglevodniv z gazokondensatnih rodovishch rozchinami PAR. *Naftova i gazova promislovist'*, 1, 34-38.
5. Liskevich, E. I., Rudij, M. I., Mihajlyuk, V. D. (2008). Adsorbciya poverhnevo-aktivnih rechovin yak chinnik effektivnosti ih zastosuvannya v procesah naftovidobutku. *Naftova i gazova promislovist'*, 1, 42-44.
6. Kasyanchuk, V. G., Pilipec, I. A. (1984). Rezul'taty iskusstvennogo vozdejstviya na prizabojnyuyu zonu produktivnyh plastov v NGDU «Dolinaneftegaz». *Neftpromyslovoe delo*, 7, 12-13.
7. Rudij, M. I., Rudij, S. M. (2009). Tekhnologii diї na privibijnu zonu plasta vidobuvnih sverdlovin iz vikoristannyam poverhnevo-aktivnih rechovin. *Naftova i gazova promislovist'*, 1, 45-48.
8. SOU 11.1-00135390-023-2006. (2006). Sverdlovini na naftu i gaz. Obrobka sverdlovin z vikoristannyam rozchiniv poverhnevo-aktivnih rechovin i ih kompozicij. *Ivano-Frankivs'k*.
9. Rudij, M. I. (2010). Novi tekhnologii kislotnoї diї na privibijnu zonu plasta. *Galich: Galic'ka drukarnya Plyus*.
10. SOU 11.1-00135390-197-2012. (2012). Vznachennya tekhnologichnoї docil'nosti obrobki privibijnoї zoni. *Kiev: PAT «Ukrnafta»*.
11. Sisenbayeva, M.R. (2015). Changes in formation oil viscosity in phase change area and effect of SAA «KarpatoI-UM2K-Nurol» on bubble-point pressure. *SOCAR Proceedings*, 3, 21-26.

Нефтяные сульфонаты торговой марки Карпатол как наиболее эффективные ПАВ для воздействия на пласты добывающих скважин

А.Р.Кондрат¹, С.М.Рудый², М.И.Рудый²

¹Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина;
²НИПИ ПАО «Укрнафта», Ивано-Франковск, Украина

Реферат

Проведенные экспериментальные исследования и результаты опытно-промышленных испытаний разработанных технологий воздействия с использованием нефтяных сульфонатов свидетельствуют о том, что значительный экономический эффект от использования Карпатола достигается благодаря: значительному снижению межфазного натяжения на границе водный раствор ПАВ – углеводород (нефть, конденсат, керосин); повышению коэффициента вытеснения остаточной нефти; разрушению водонефтяных эмульсий; частичному восстановлению начальной проницаемости закольматированных образцов горных пород; повышению проникающей способности растворов ПАВ в неоднородные по проницаемости пласты; повышению проникающей способности растворов ПАВ в гидрофобные пласты; влиянию на реологию высоковязких нефтей; улучшению процесса освоения скважин после проведения воздействия на пласт; достаточно высокой технологической эффективности технологий воздействия с использованием Карпатола; повышению коэффициента продуктивности пласта после обработки.

Ключевые слова: нефть; нефтяные сульфонаты; поверхностно-активное вещество; межфазное натяжение; коэффициент вытеснения; гидрофобный пласт; продуктивность скважины.

Hasilat quyu laylarına təsir üçün ən səmərəli SAM kimi «Karpatol» ticarət nişanlı neft sulfonatları

A.R.Kondrat¹, S.M.Rudiy², M.İ.Rudiy²

¹İvano-Frankovsk Dövlət Neft və Qaz Texniki Universiteti, İvano-Frankovsk, Ukrayna; ²«Ukrnafta» ETLİ ASC, İvano-Frankovsk, Ukrayna

Xülasə

Neft sulfonatlarının istifadəsi ilə təsir texnologiyalarının eksperimental tədqiqatları və təcrübi-mədən sınaqlarının nəticələri göstərmişdir ki, Karpatoldan istifadə etməklə, SAM sulu məhlulu – karbohidrogen (neft, kondensat, kerosin) sərhəddində fazalararası gərginliyin əhəmiyyətli dərəcədə azalması; qalıq neftin sıxışdırılma əmsalının yüksəlməsi; su-neft emulsiyalarının dağılması; kolmatasiyaya uğramış mədən süxur nümunələrinin ilkin keçiriciliyinin qismən bərpa olunması; SAM məhlulunun keçiriciliyinə görə qeyri-bircins olan laylara nüfuz etmə qabiliyyətinin artması; SAM məhlullarının hidrofob laylara nüfuz etmə qabiliyyətinin artması; yüksək özlülüklü neftlərə təsir; laya təsir işlərinin aparılmasından sonra quyuların mənimsənilməsi prosesinin yaxşılaşması; Karpatol istifadəsi ilə təsir texnologiyalarının kifayət qədər yüksək texnoloji səmərəliliyi; işləmədən sonra layın məhsuldarlıq əmsalının artması sayəsində əhəmiyyətli iqtisadi effektdə nail olunur.

Açar sözlər: neft; neft sulfonatları; səthi aktiv maddə; səthi gərilmə; sıxışdırılma əmsalı; hidrofob lay; quyunun məhsuldarlığı.