

Есть проблема? Предлагаем решение!



Д.Ш. Давыдов,
ГК "Миррико"

О.С. Асмаев,
ГК "Миррико"

Л.К. Алтунина,
Институт химии
нефти СО РАН
(ИХН СО РАН)

Л.А. Магадова,
ЗАО "Химеко-
ГАНГ"

Р.И. Саттаров,
ГК "Миррико"

Н.А. Лебедев,
ОАО "НИИнефте-
прохим"

С.В. Пестерев,
ГК "Миррико"

Если перефразировать расхожую ироничную фразу "Был бы человек, а статья для него найдется", к примеру, так: была бы проблема, а решение найдется, или даже оставить все как есть, но под статьей понимать не форму нормативно-правового предписания, а источник информации, то негативный смысл этого выражения сменился бы на позитивный. Возможно, решение существующей проблемы уже кем-то найдено, остается лишь узнать об этом и им воспользоваться. И было бы правильно обратиться к профессионалам и получить информацию о том, как решить наболевшую проблему, именно от тех, кто способен это сделать. Идея подготовки данного материала проста: дать возможность одним обозначить свои проблемы, а другим – предложить варианты их решения. Сегодня своими проблемами делятся недропользователи. В качестве оппонентов они выбрали ряд компаний, которые не только занимают достойные позиции на рынке нефтепромышленной химии, но и продолжают работать над поисками оптимальных решений проблем, существующих в нефтегазодобывающей отрасли. Свои решения предлагают: группа компаний "Миррико", ЗАО "Химеко-ГАНГ", Институт химии нефти СО РАН, ОАО "НИИнефтепрохим".

Проблема № 1

У нефтяников Поволжья возникает проблема при подготовке нефтей с наличием легких меркаптанов и сероводорода. Может ли ваша компания предложить эффективные и недорогие реагенты либо альтернативную инновационную технологию для решения проблемы, связанной с очисткой нефти от меркаптанов и сероводорода?

Д.Ш. Давыдов, руководитель проекта «Волго-Урал» бизнес-единицы «Нефтепромышленная химия и сервис» группы компаний «Миррико»:

– Научным центром нашей компании разработаны новые высокоэффективные реагенты для нейтрализации сероводорода и меркаптанов в нефти и газе. Данные реагенты прошли успешные опытно-промышленные испытания в таких компаниях Поволжья, как ОАО «Самаранефтегаз», ОАО «Оренбургнефть», ОАО «Белкамнефть», ОАО «Татнефть», а также ООО «Лукойл-Коми». В ОАО «Самаранефтегаз», ОАО «Белкамнефть», а также ООО «Лукойл-Коми» нейтрализаторы применяются уже на промышленной основе.



Н.А. Лебедев, к.т.н., генеральный директор ОАО «НИИнефтепромхим»:

– Повышение добычи высокосернистых нефтей вызывает необходимость разработки мероприятий по ликвидации негативного влияния химически агрессивных серосодержащих соединений: сероводорода и меркаптанов. Их высокое содержание в нефтях приводит к различным осложнениям при добыче, подготовке, переработке и транспорте нефти:

- интенсивной коррозии нефтепромыслового и нефтеперерабатывающего оборудования;
- ухудшению качества подготовки нефти вследствие присутствия сульфида железа;
- снижению качества товарной нефти;
- ухудшению качества продуктов нефтепереработки;
- увеличению расхода катализаторов процесса нефтепереработки;
- ухудшению экологической обстановки (риск отравления рабочего персонала нефтепромыслов и жителей находящихся рядом населенных пунктов).

В ОАО «НИИнефтепромхим» в течение ряда лет проводятся работы по разработке и внедрению эффективных нейтрализаторов сероводорода и легких меркаптанов. С 2008 года в нефтяной отрасли широко применяются следующие реагенты:

- Десульфон СНПХ-1100 – добавка к жидкостям при глушении скважин;
- Десульфон СНПХ-1200 – нейтрализатор (удалитель) сероводорода и легких меркаптанов при подготовке товарной нефти.

Подготовка нефтей, содержащих сероводород, осложнена присутствием сульфида железа, наличие которого приводит к дополнительной серьезной стабилизации водонефтяных эмульсий.

В ОАО «НИИнефтепромхим» разработаны реагенты комплексного действия серии СНПХ-4802, которые эффективно используются в процессах подготовки водонефтяных эмуль-

сий с содержанием сульфида железа 500-50000 мг/л и более.

Проблема № 2

При перекачке высоковязких нефтей возникает большое количество проблем. К ним можно прежде всего отнести выделение и осаждение на внутренней поверхности труб асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Какие реагенты предлагает ваша компания для решения проблем, возникающих при перекачке высоковязких нефтей? Например, реагенты по снижению гидравлических сопротивлений при транспортировке высоковязких нефтей – растворители, лубриканты, депрессорные присадки и пр.

О.С. Асмаев, начальник технологического отдела бизнес-единицы «Нефтепромысловая химия и сервис» группы компаний «Миррико»:

– Группа компаний «Миррико» имеет немалый опыт работы в области высоковязких нефтей и обладает достаточным «продуктовым и технологическим портфелем» (марка Dewaxol) в решении данных проблем. Выбор продукта и технологии применения зависит от результатов мониторинга сложившейся проблемы и поставленной задачи заказчика. В настоящее время наша компания обладает следующими портфелями: продуктовый (предназначен только для трейдинга), технологический (предоставляется в комплексе «услуга-продукт»), экологический (для разработки шельфовых месторождений нефти и газа).

Н.А. Лебедев:

– ОАО «НИИнефтепромхим» выпускает ингибиторы парафиноотложений комплексного действия, в том числе:

- ингибиторы для предотвращения образования АСПО при транспортировке и добыче высокосмолистых нефтей и нефтяных эмульсий СНПХ-7941, СНПХ-7909, СНПХ-7912М;

■ ингибиторы депрессорного действия для предотвращения парафинообразования, снижения вязкости и температуры застывания высокопарафинистых нефтей СНПХ-2005, СНПХ-2005М, СНПХ-7821Т.

Проблема № 3

При разработке месторождений с высоковязкими нефтями возникает ряд проблем. Один из способов их эффективного решения – снижение вязкости в пластовых условиях посредством повышения температуры в результате термобарохимического воздействия на призабойную зону пласта. Что вы думаете по поводу данной технологии и работает ли ваша организация в данном направлении?

Л.К. Алтунина, профессор, д.т.н., директор института химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН):

– Термобарохимическое воздействие на призабойную зону пласта – известная технология, имеющая свои плюсы и минусы. Она не является универсальной и ограничена воздействием только на призабойную зону пласта. В основном она полезна там, где нужно воздействие скорее давления, чем тепла, так как в силу ограниченности массы порохового заряда тепловой энергии в пласт вносится немного, несмотря на высокую температуру пороховых газов.

Можно взглянуть на проблему снижения вязкости нефти шире. Остается весьма актуальной разработка технологий, воздействующих и на призабойную зону пласта, и на пласт в целом, в результате действия которых, в частности, происходит снижение вязкости в пластовых условиях. Из всех современных методов добычи высоковязкой нефти наиболее действенным является метод паротеплового воздействия на залежь путем стационарной или циклической закачки пара, что приводит к увеличению ее подвижности в пластовых условиях. Наш институт пред-

лагают увеличить эффективность паротеплового воздействия путем его сочетания с физико-химическими методами, с применением термотропных гелеобразующих композиций, увеличивающих охват пласта закачкой пара, и нефтewытесняющих композиций, обеспечивающих дополнительное вытеснение нефти. В институте разработаны четыре такие технологии с применением гелеобразующих композиций ГАЛКА® и МЕТКА® и нефтewытесняющих композиций НИНКА®, которые прошли опытно-промышленные испытания на месторождениях России, Китая, Германии и в настоящее время промышленно используются НК «ЛУКОЙЛ» на Усинском месторождении в республике Коми.

Можно проиллюстрировать действие этих технологий на примере применения композиций НИНКА® на основе ПАВ, генерирующих в пласте при тепловом воздействии CO_2 и щелочную аммиачную буферную систему. В результате снижается не только вязкость нефти, но и межфазное натяжение на межфазных границах «нефть – вода – порода», уменьшается набухаемость глин, увеличивается подвижность пластовых флюидов, что приводит к увеличению коэффициента вытеснения нефти. Так, при проведении опытно-промышленных работ на месторождении Ляохэ в Китае в результате применения технологии пароциклического воздействия вязкость добываемой нефти снижалась в три раза – с 1500 до 500 мПа·с, а температура застывания – с плюс 6-10 до минус 8-16 °С, добыча нефти возросла по сравнению с закачкой пара в 1.8-2.3 раза, продолжительность периода добычи нефти – на 3-5 месяцев. Применение технологии при стационарной закачке пара на Усинском месторождении приводит к снижению обводненности продукции на 10-20 % и увеличению дебитов по нефти на 40 % при увеличении дебитов по жидкости на 5-10 %.

Паротепловое воздействие является хотя и эффективной, но технологически сложной и высокзатратной системой разработки. Поэтому в настоящее время мы разрабатываем «холодные» технологии увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей, не требующие паротеплового воздействия. Например, вместо пароциклики мы предлагаем использовать реагентоциклику с применением композиций на основе ПАВ, в которых CO_2 и щелочная буферная система образуются при 25-40 °С с применением ферментативного катализа или комплексообразования. В 2013 г. запланированы опытно-промышленные работы.

Н.А. Лебедев:

– Для решения проблем при эксплуатации месторождений с высоковязкими нефтями разработана технология снижения вязкости нефти за счет увеличения температуры в пласте. Суть ее состоит в использовании глубинного реактора окисления легких углеводородов (СНПХ-ГРОЛУ). На данный момент ведутся переговоры с представителями нефтяных компаний о проведении стендовых испытаний реактора с последующими опытно-промышленными испытаниями на скважинах.

Проблема № 4

При заводнении пластов возникает ряд проблем. При водоизоляционных работах могут применяться так называемые «умные» полимерные системы, изменяющие свои свойства при контакте с определенными составляющими системы «нефть – вода – порода». Работает ли ваша компания над созданием «умных» полимеров? Если да, то каковы будут области их применения?

Л.К. Алтунина:

– Да, конечно. Мы их применяем в разных областях, но в основном – для повышения нефтеотдачи. Любая природная система стано-

вится «умной» только при достижении определенного уровня сложности. С нашей точки зрения, перспективным является развитие концепции «интеллектуальных» композиций как физико-химических систем с отрицательной обратной связью, сохраняющих, саморегулирующих в пласте на протяжении длительного времени комплекс коллоидно-химических свойств, оптимальный для целей нефтewытеснения и увеличения охвата пласта. Наши термотропные полимерные гели – неорганические и органические – могут рассматриваться как примеры таких систем. В поверхностных условиях они являются маловязкими жидкостями, а в пластовых они под действием температуры, минерализованной воды, породы коллектора самоорганизуются, превращаются в гели и золи, то есть приобретают реологические и коллоидно-химические свойства, необходимые для управления фильтрационными потоками в пласте. В ИХН СО РАН созданы и внедрены в промышленную эксплуатацию восемь новых промышленных технологий увеличения нефтеотдачи пластов. Все технологии реализуются в рамках существующих систем разработки месторождений, не требуют существенных капитальных затрат и изменений промысловой инфраструктуры, используют продукты многотоннажного отечественного производства. Экологическая безопасность реагентов, их безвредность для человека позволяют широко применять технологии на месторождениях. Научно-технические разработки (технологии, составы, способы, оборудование) защищены более чем 30 патентами РФ, 1 патентом КНР, 1 патентом Вьетнама. В дальнейшем мы планируем провести исследования, целью которых станет совершенствование физико-химических, паротепловых, микробиологических методов воздействия на нефтяные залежи, а также комплексных технологий, сочетающих эти воздействия, и «холодных» технологий.



Л.А. Магадова, д.т.н., технический директор компании ЗАО «Химеко-ГАНГ»:

– Да, в ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработаны новые составы и технологии для повышения нефтеотдачи пласта, способные создать высоковязкие экраны для закачиваемой воды в удаленной зоне неоднородного низкопроницаемого терригенного коллектора с различной пластовой температурой. Эти системы (SiXell) в настоящее время проходят предварительные испытания в ОАО «Лукойл».

Р.И. Саттаров, начальник отдела химических реагентов для добычи нефти бизнес-единицы «Реагенты для бурения и добычи» группы компаний «Миррико»:

– Вообще рост интереса к подобным системам понятен и обусловлен как нежеланием заказчика использовать многократно опробованные решения по причине снижения их эффективности, так и повышением уровня технологий, появлением реагентов с изменяемыми свойствами. В портфеле наших решений есть реагенты, которые могут быть отнесены к полимерным системам, изменяющим свойства при контакте с углеводородной/водной фазой и породой. Эти продукты могут быть использованы в технологиях гидроразрыва пласта, для проведения операций по очистке призабойной зоны. Однако их применение для водоизоляции пока ограничено, и как раз над этим мы сейчас ведем работу.

Н.А. Лебедев:

– Наша компания работает над созданием так называемых «умных» реагентов. Эти составы образуют вязкие гелеобразные эмульсионные системы при контакте с водами, находящимися в промытых зонах пласта. Они устойчивы к размыванию водой. В нефтенасыщенных пропластках формирования вязких систем не происходит. Наоборот, наблюдается разжижение нефти, а также гидрофобизация по-

роды коллектора. То есть разработанные реагенты, которые выпускаются под шифром СНПХ-9633 и СНПХ-ПУС, – реагенты селективного действия. Они нашли применение в различных регионах РФ для ограничения водопритокков как в карбонатных, так и в терригенных коллекторах с высокой обводненностью продукции скважин (80-100 %) при любой минерализации извлекаемых вод и температуре пласта до 105 °С.

Что касается «умных» полимеров, то нам известны публикации по данной теме. Как я уже говорил, в нашем институте разработаны аналогичные по назначению составы («умные» реагенты), используемые в промысловых условиях. Их эффективность подтверждена опытом применения на тысячах скважин.

Проблема № 5

При использовании разного рода химреагентов в различных технологических процессах возникает проблема, связанная с их совместимостью. Работает ли ваша компания над предложением комплекса химреагентов, которые не будут являться антагонистами при использовании в различных технологических процессах?

Л.А. Магадова:

– Такая проблема чаще всего возникает при промышленной подготовке нефти, когда используется ингибитор одной компании, дезмульгатор – другой, бактерицид – третьей. Компании, которые занимаются технологиями подготовки, сбора и транспорта нефти, разрабатывают реагенты комплексного действия, чтобы исключить выше-названные проблемы. Мы также создаем комплексы совместимых реагентов, например, в составе для кислотной обработки применяются совместимые друг с другом добавки: ПАВ «Нефтенол К», ингибитор коррозии ИКУ-118, стабилизатор железа «Ферикс» и т.д., а также разрабатываются специальные композиции, где все компоненты

уже находятся внутри концентрата, который необходимо разбавить водой, например кислотные композиции «Химеко ТК-2», «Химеко ТК-3», интенсифицирующий состав «Химеко ТК-2КМ» и др.

О.С. Асмаев:

– Группа компаний «Миррико» имеет большой опыт в области реализации комплексного подхода к управлению химизацией. Данная проблема учитывается еще на стадии проектирования комплексной услуги для заказчика. Таким образом, во внимание принимаются не только реагенты специализированного действия для условий добычи, транспорта, подготовки и перекачки нефти, но и та химия, которая используется в методах интенсификации добычи нефти, и химия, применяемая при бурении скважин. От взаимодействия указанных реагентов, как вы понимаете, могут возникнуть проблемы на различных стадиях разработки месторождения. Наша компания проводит анализ и доводит до заказчика информацию о негативных факторах, которые могут сказаться на эксплуатации месторождения. Также проводится постоянный мониторинг ситуации и выдаются рекомендации для дальнейшей работы.

С.В. Пестерев, начальник технологической службы бизнес-единицы «Реагенты для бурения и добычи» группы компаний «Миррико»:

– Совместимость химических добавок технологических жидкостей (ТЖ) надо рассматривать шире. При использовании химических составов на всех стадиях строительства, ремонта и эксплуатации скважин происходит взаимодействие химических веществ с подземным внутрискважинным оборудованием, породой пласта-коллектора и пластовыми флюидами. Часть компонентов одних ТЖ может задерживаться в пласте или на стенках скважины и взаимодействовать с компонентами жидкостей, применяющихся на последующих

этапах «жизни» скважины. Так, компоненты буровых растворов в последующем могут влиять на процессы добычи и подготовки нефти. К примеру, компоненты фильтрата бурового раствора, попавшие в пласт, могут взаимодействовать с компонентами жидкости ГРП или с пластовыми флюидами и вызывать образование солеотложений на погружном оборудовании в процессе добычи нефти или приводить к образованию стабильных водонефтяных эмульсий. При разработке компонентов и составов технологических жидкостей мы проводим ряд испытаний на совместимость с другими компонентами составов, а также с пластовыми флюидами по стандартным методикам. Кроме того, реагенты рекомендуются к применению в определенных типах жидкостей (системах буровых растворов, к примеру). Зачастую оценка эффективности отдельных компонентов может быть проведена только после приготовления многокомпонентного состава (например жидкости глушения) и определения свойств полученной смеси.

Зная химический состав компонентов и их химические свойства, можно достоверно прогнозировать процессы, протекающие при их смешении, и управлять ими. Так, мы разрабатываем разные марки комплексных ПАВ, применяемых при кислотных обработках призабойной

зоны скважин. В зависимости от того, какими типами ПАВ ингибирована соляная кислота (катионными или анионными), мы сможем рекомендовать разные марки наших комплексных ПАВ. Также, зная свойства и химический состав пород пласта-коллектора, можно подбирать оптимальные составы для проведения операций по интенсификации добычи нефти или увеличению нефтеотдачи пластов. К примеру, составы, эффективные в терригенных отложениях, могут выпадать в осадок в карбонатных коллекторах. Знание взаимного влияния нескольких компонентов системы и оценка поведения смесей в определенных условиях позволяют создавать так называемые «умные системы», меняющие свои свойства в пластовых условиях. К таким системам, к примеру, относятся «умные» полимеры для МУН, самоотклоняющиеся кислотные системы, щадящие жидкости глушения с регулируемым сроком жизни, составы для селективных РИР. Таким образом, мы стараемся учитывать все факторы, влияющие на эффективность химических добавок, которые применяются во всех процессах – от строительства скважины до переработки нефти, и использовать их на пользу заказчику.

Н.А. Лебедев:

– Основной задачей ОАО «НИИнефтепромхим» является со-

здание ассортимента химических продуктов для комплексной химизации, которая заключается в гарантированной совместимости реагентов, применяемых в процессе добычи, подготовки и транспорта нефти.

Разработка реагентов и технологий, мониторинг, включающий оценку всех критериев эффективности, на которые влияют химические реагенты, направлены на оптимизацию эксплуатационных затрат нефтяных компаний при использовании химических методов.

В заключение стоит добавить, что недропользователи обозначили еще одну болевую точку – проблему № 6. На данном этапе по-прежнему остро стоит проблема, связанная с очисткой попутного нефтяного газа. Разрабатывает ли ваша компания технологии по химической очистке ПНГ, не имеющие вредных отходов? Работают ли специалисты компании над созданием химреагентов, использующихся для очистки ПНГ от сероводорода, которые могли бы подвергаться регенерации и повторному использованию?

Вопрос пока остается открытым. Проблема есть, а значит, будет и решение.